OEFC

ONTARIO ELECTRICITY FINANCIAL CORPORATION

2005 Annual Report

Ontario

Mandate and Governing Legislation

The Ontario Electricity Financial Corporation (OEFC) is one of five corporations established by the *Electricity Act, 1998*. Under the Act, the former Ontario Hydro was restructured into Ontario Power Generation Inc. (OPG), Hydro One Inc. (Hydro One), the Independent Electricity System Operator (IESO), the Electrical Safety Authority (ESA) and the OEFC.

The OEFC's objects as set out in the Act are as follows:

- Managing its debt and derivatives portfolios, financial risks and other liabilities, including the debt of the former Ontario Hydro;
- Managing the administration of the existing power purchase agreements with non-utility generators in the new market environment;
- Receiving all payments and administering other assets, liabilities, rights and obligations of the Corporation that have not been transferred to another of the Ontario Hydro successor corporations and disposing of any of these items as it deems appropriate or as directed by the Minister of Finance;
- Providing financial assistance to the successor corporations of Ontario Hydro, including OPG and Hydro One; and
- Performing any additional objects as specified by the Lieutenant Governor in Council.

The OEFC retains the services of the Ontario Financing Authority (OFA) and the Ministry of Finance to carry out its daily operations on a cost-recovery basis. The OFA is the agency of the Province of Ontario responsible for provincial borrowing and debt management.

Table of Contents

Message from the Chair and Vice-Chair 5

Management's Discussion and Analysis 6

- Electricity Sector Restructuring
- Implications of Electricity Sector Reforms for the OEFC
- Financial Results
- Debt and Liabilities
- Risk Management
- Other Responsibilities of the OEFC
- 2005–06 Outlook

Financial Statements 13

- Responsibility for Financial Reporting
- Auditor's Report
- Statement of Financial Position
- Statement of Revenue, Expense and Unfunded Liability
- Statement of Cash Flow
- Notes to Financial Statements

Corporate Governance 28

- Board of Directors
- Risk Management Policies and Procedures

Additional Sources of Information 32

Message from the Chair and Vice-Chair

We are pleased to present the 2005 Annual Report of the Ontario Electricity Financial Corporation. The report describes the Corporation's operational highlights and financial results for the year ended March 31, 2005.

During the year, the *Electricity Restructuring Act, 2004* was passed by the Ontario legislature. The Act provides the legislative framework for the government's new structure for the electricity sector, of which key sections have an impact on the OEFC. The main impact on the OEFC's 2004–05 results is that since January 1, 2005, it began receiving actual contract prices from electricity consumers for power sold under existing power purchase agreements (PPAs) with the non-utility generators (NUGs) and will no longer incur losses on these contracts. The Ministry of Finance estimates that the bulk of the liability will be eliminated over 12 years as existing electricity contracts expire.

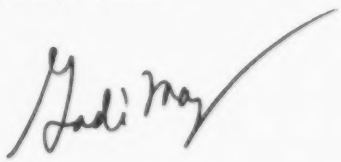
For the year ended March 31, 2005, the OEFC recorded an excess of revenue over expense of $187 million, compared to the prior year's deficiency of revenue over expense of $367 million. As a result, the unfunded liability declined to $20.4 billion from the $20.6 billion as at March 31, 2004. The OEFC's total debt and liabilities now stand at $34.2 billion, down from $34.3 billion as at March 31, 2004.

Over the year, the Ontario Financing Authority (OFA) completed the OEFC's long-term public borrowing requirements of $3.7 billion, primarily to refinance maturing debt. The OFA also maintained the OEFC's foreign exchange exposure and floating interest rate exposures within the OEFC's policy limits.

The OEFC was able to achieve savings and efficiencies in managing the PPAs with the NUGs in 2004–05. The OEFC saved $1.4 million through the implementation of transactions to reduce overall costs of the PPAs and reduced annual costs by transferring the NUG contract administration to the OFA, effective January 1, 2005.

Looking ahead to 2005–06, the OEFC will continue to deliver cost-effective borrowing and debt management and will support the implementation of the government's electricity policy decisions.

Colin Andersen
Chair



Gadi Mayman
Chief Executive Officer and Vice-Chair (interim)

Management's Discussion and Analysis

Electricity Sector Restructuring

Overview

2004–05 was a significant year for Ontario's electricity sector. The government introduced a series of reforms to the existing pricing structure to better reflect the true cost of electricity.

On December 9, 2004, the *Electricity Restructuring Act, 2004* received Royal Assent. The Act reorganizes Ontario's electricity system to more effectively address the critical need for new supply, promote conservation and increase price stability for consumers across Ontario. Key elements of the Act include:

- Setting a new pricing structure reflecting the combination of a fully regulated and competitive electricity generation sector;
- Creating the Ontario Power Authority (OPA) to ensure an adequate, long-term supply of electricity;
- Creating the Conservation Bureau, led by the Province's first Chief Energy Conservation Officer;
- Setting targets for conservation, renewable energy, and the overall mix of supply sources in the electricity sector;
- Redefining the role for the Independent Electricity Market Operator, including its responsibility for operating the wholesale market and ensuring the reliability of the power system, and renaming it the Independent Electricity System Operator (IESO).

Electricity Pricing

On April 1, 2004, the government introduced an interim electricity pricing structure to replace the 4.3 cents per kilowatt hour (kWh) price freeze. Under the interim pricing structure, residential, low-volume and other designated consumers paid 4.7 cents/kWh for the first 750 kWh consumed per month and 5.5 cents/kWh for consumption above that level.

The interim structure remained in place until the Regulated Price Plan (RPP), established by the Ontario Energy Board (OEB), took effect on April 1, 2005. The RPP provides more stable prices to low-volume and designated consumers, with periodic adjustments to ensure consumers pay an average price that reflects the blended price of electricity over time. Beginning April 1, 2005, the price of electricity for RPP consumers became 5.0 cents/kWh for the first 750 kWh used each month, and 5.8 cents/kWh for electricity used per month over this amount. Starting November 1, 2005, that price threshold — the amount of electricity that is charged at the lower price — will change twice a year for residential consumers. The price threshold will be 1,000 kWh per month during a winter season (November 1st to April 30th) and 600 kWh during a summer season (May 1st to October 31st). For non-residential consumers that are eligible for the new price plan, the price threshold will remain at 750 kWh per month for the entire year.

In accordance with the *Electricity Restructuring Act, 2004* different electricity generators receive prices set through a variety of mechanisms. Effective April 1, 2005, the price of electricity generated by OPG's nuclear and baseload hydroelectric generation assets is set at regulated prices. Effective January 1, 2005, the OEFC is paid contract prices for power sold under existing PPAs with NUGs. A competitive market sets the price received by other generating stations, including OPG's non-regulated plants. Consumers pay bills that reflect a blend of all these prices.

Under this structure, OPG's regulated prices will be adjusted periodically by the OEB. Until the OEB assumes this responsibility, the initial regulated prices paid to OPG are set by government regulation. The government announced on February 23, 2005, that the price for electricity generated by OPG's regulated assets would be set at an average price of 4.5 cents/kWh. The new prices took effect on April 1, 2005.

The government also set a new revenue limit of 4.7 cents/kWh on 85 percent of the output from OPG's unregulated assets, excluding the Lennox generating station and volumes covered by existing forward contracts as at January 1, 2005. The revenue limit will act as a transitional measure from April 1, 2005 to April 30, 2006, and replaces the Market Power Mitigation Agreement (MPMA) implemented by the previous government.

Implications of Electricity Sector Reforms for the OEFC

Electricity Consumer Price Protection Fund (ECPPF)

The interim pricing structure introduced on April 1, 2004, effectively eliminated the net cost of the ECPPF to the OEFC. The ECPPF was established in December 2002 to support the fixed price of electricity for low-volume and designated consumers, and ceased operations on March 31, 2005.

Under the *Electricity Restructuring Act, 2004* and related regulations, the OEFC's role in financing the cost of electricity payable by low-volume and designated consumers ended in 2005. Beginning on January 1, 2005, the Ontario Power Authority (OPA) assumed responsibility for financing the pricing plan for low-volume and designated consumers. On April 1, 2005, the OEFC's responsibility to finance the cost of certain IESO charges also ended.

As at March 31, 2005, the ECPPF had a surplus of $704 million for the period of April 1, 2004 to March 31, 2005. In accordance with regulation, the OEFC used $176 million of the surplus to offset payments required to be made for the first quarter of 2005 by the OPA. The remaining surplus of $528 million is reflected as a liability on the balance sheet and will be returned to consumers.

Power Purchase Agreements

Since January 1, 2005, the OEFC has received actual contract prices from electricity consumers for power sold under legacy Ontario Hydro power purchase agreements (PPAs) with the non-utility generators (NUGs), and its related administrative costs, and is no longer incurring losses on these contracts, effectively eliminating this liability. The government determined that the most cautious and prudent accounting treatment is to eliminate the liability over time. The Ministry of Finance estimates that the bulk of the liability will be eliminated over 12 years as existing electricity contracts expire.

As the legal continuation of Ontario Hydro, the OEFC is counterparty to 84 remaining long-term PPAs with NUGs that the former Ontario Hydro entered into in the late 1980s and early 1990s. Details of the PPA liability are set out in Note 9 to the Financial Statements.

Electricity Sector Financial Performance

Under price regulation, OPG's regulated nuclear and baseload hydroelectric plants will receive prices that will allow OPG to recover approved costs, assuming OPG meets projected production levels. The average price of 4.5 cents/kWh for output of OPG's regulated assets under the initial price regulation, effective April 1, 2005, is based on estimated operating and capital costs, including an average five percent return on equity, if OPG operates within approved cost levels and meets projected production levels.

Also, on April 1, 2005, a transitional revenue limit of 4.7 cents/kWh for the period to April 30, 2006 was placed on most output from OPG's unregulated assets. This new pricing for OPG's output replaced the MPMA that was in place since the electricity market opened to competition on May 1, 2002. Since its inception, the MPMA has cost OPG almost $4.0 billion in total and affected the company's overall financial performance.

OPG's financial performance affects the OEFC through payments-in-lieu of taxes from OPG and Electricity Sector Dedicated Income.

New Electricity Generation

During 2004–05, the OEFC assisted the Ministry of Energy in the development and issuance of two Requests for Proposals (RFPs) for the delivery of 300 megawatts (MW) of new renewable energy supply and 2,500 MW of new clean energy supply and demand-side projects. Subsequently the OEFC entered into contracts for 395 MW under the RFP for new renewable energy supply. Under the contracts, the OEFC has the unilateral right to assign the contracts and it is anticipated that the contracts will be assigned to the OPA. Responsibility for these contracts was not yet transferred as at March 31, 2005. The cost of power purchased under these contracts (and the revenues from the resale of this power to the market) will be recorded as the power is generated and resold under the contracts. It is anticipated that future RFPs, as well as contracts under the RFP for 2,500 MW of new clean energy supply and demand-side projects, will be entered into by the OPA directly.

In March 2005, the Ontario Government, through the OEFC, submitted a joint proposal with Hydro-Québec and SNC-Lavalin to support the development of major hydroelectric generation facilities on the Lower Churchill River in Labrador. The proposed project would yield 2,824 MW of clean, affordable and sustainable electricity. The Ontario Government would contribute approximately a third of the project's cost and accordingly would be allocated a third of the power produced, 945 MW, which is enough to power 550,000 homes.

Financial Results

For the year ended March 31, 2005, revenues totalled $3,125 million, while expenses totalled $2,938 million, resulting in an excess of revenue over expense of $187 million, compared to the prior year's deficiency of revenue over expense of $367 million.

The improvement in 2004–05 financial results is primarily attributable to the elimination of the net cost of the ECPPF to the OEFC ($253 million in 2003–04), the elimination of expenditures for temporary generation ($70 million in 2003–04) and the full recovery of contract prices for PPAs starting January 1, 2005. Including the amortization of the liability for power purchase contracts, the net revenue to the OEFC on power operations was $6 million in 2004–05, up from a net cost of $183 million in 2003–04.

Revenues

The OEFC's total revenues for 2004–05 were $3,125 million, an increase of $103 million from 2003–04. Revenues included $997 million from the Debt Retirement Charge, $741 million in interest income from the Province, OPG and the IESO, $610 million in power sales under the PPAs and $511 million in payments-in-lieu of tax.

Expenses

The OEFC's total expenses for 2004–05 were $2,938 million, a decrease of $451 million from 2003–04. Expenses included interest payments on short- and long-term debt of $1,785 million, power purchases of $840 million and interest on the nuclear funding liability of $93 million.

Borrowing Program

In 2004–05, the OFA completed the OEFC's long-term public borrowing requirements of $3,741 million. This amount includes the refinancing of $3,498 million of long-term debt maturities. The 2004–05 borrowing requirements declined from $4,203 million estimated at the time of the 2004 Ontario Budget, largely due to lower debt maturities attributable to bonds with embedded options that were not exercised resulting in the extension of maturities into future years. As part of prudent forecasting, it was assumed that this debt would mature in 2004–05.

Long-term public borrowing was completed primarily in the Canadian domestic market. The Province also was successful in issuing four Euro Medium Term Notes, for a Canadian dollar equivalent of $837 million, and one U.S. dollar Global bond Issue, for a Canadian dollar equivalent $620 million.

The performance of the borrowing program is measured through the difference between the "all-in" cost of the actual borrowing program against the all-in costs of hypothetical domestic borrowing of the same term and size implemented evenly over the fiscal year ("even-pace benchmark"). During 2004–05, the cost of the borrowing program was $26.2 million lower than the even-pace benchmark, on a present value basis.

Debt and Liabilities

The OEFC assumed approximately $38.1 billion in total debt and other liabilities from the former Ontario Hydro upon the restructuring of Ontario's electricity sector on April 1, 1999. Included in this amount was total debt of $30.5 billion. As at March 31, 2005, the OEFC's total debt and liabilities have declined to $34.2 billion, of which total debt outstanding was $27.7 billion.

As part of the restructuring, the OEFC received a total of $17.2 billion in notes owing from the Province, OPG, Hydro One and the IESO. Deducted from the total debt and other liabilities, the difference of approximately $20.9 billion represented "stranded debt," which is defined under the *Electricity Act, 1998* as the amount of debt and other liabilities of the OEFC that cannot reasonably be serviced and retired by commercial companies in a competitive electricity market.

The OEFC's unfunded liability represents the stranded debt adjusted for $1.5 billion of additional assets transferred to the OEFC. The unfunded liability is the net deficiency of the OEFC's assets over its liabilities. Initially, on April 1, 1999, unfunded liability was $19.4 billion. As at March 31, 2005, the OEFC's unfunded liability was $20.4 billion, a decrease of $0.2 billion from March 31, 2004.

Debt Repayment Plan

As the legal continuation of the former Ontario Hydro, the OEFC services and retires the debt and other liabilities through revenues and cash flows from the following sources within the electricity sector:

- Outstanding notes receivable from the Province, OPG and IESO;
- Payments-in-lieu (PILs) of corporate income, capital and property taxes, made by OPG, Hydro One and municipal electric utilities;
- Debt Retirement Charge paid by electricity consumers; and
- Electricity sector dedicated income: the Province's combined net incomes from OPG and Hydro One in excess of the Province's interest cost of its investment in these electricity subsidiaries.

The *Electricity Act, 1998* requires that payments-in-lieu of taxes must be paid by the successor entities and municipal electric utilities to the OEFC to service stranded debt. As at April 1, 1999, the present value of these dedicated revenues and Electricity Sector Dedicated Income was estimated at $13.1 billion, which, when subtracted from the $20.9 billion stranded debt, resulted in an estimated $7.8 billion of residual stranded debt. The Act also provides for a Debt Retirement Charge to be paid by consumers until the residual stranded debt is retired.

The long-term plan continues to support estimates that the OEFC's obligations likely will be defeased in the years ranging from 2012 to 2020.

For more information on debt and other liabilities, see Notes 7 to 10 to the Financial Statements.

Risk Management

The OEFC has risk management policies and procedures in place to manage market, credit and operational risk exposures associated with its debt, derivatives and related capital markets transactions.

The OEFC's foreign exchange and floating rate exposures remained within the OEFC's policy limits in 2004-05.

- Floating interest rate exposure was 8.5 percent of total debt as at March 31, 2005, within the limit of 20 percent.
- Foreign exchange exposure was 0.1 percent of total debt as at March 31, 2005, down from 14.5 percent on April 1, 1999, and within the limit of five percent.

A description of the OEFC's risk management policies can be found in the section entitled Risk Management Policies and Procedures.

Other Responsibilities of the OEFC

Management of Power Purchase Agreements

During 2004–05, the OEFC negotiated revisions to four NUG contracts to facilitate their integration into the competitive electricity market and reduce above-market costs. This brings the total revised NUG contracts to 27 contracts. In addition, the OEFC achieved $1.4 million in cost savings through the implementation of contractual curtailments, auxiliary services revenue and incremental power transactions, whereby the OEFC allows the NUG to exceed its contracted production level in exchange for a share of the profit on that extra production.

Under the contract management agreement, the OEFC provided termination notice to the NUG contract manager to reduce costs and improve efficiencies in the NUG settlements section. The OEFC developed and implemented the necessary information systems to carry out the functions previously performed by an external contract manager.

Until December 31, 2004, the OEFC purchased power under the terms of the contracts with the NUGs and sold the power at market prices that were less than cost. The liability to the OEFC of the NUG contracts is valued at $3,785 million as at March 31, 2005. Details are set out in Note 9 to the Financial Statements.

Under the *Electricity Restructuring Act, 2004*, the OEFC began receiving actual contract prices for power from ratepayers effective January 1, 2005, and will no longer incur losses on these power purchase contracts.

Management of the Nuclear Funding Liability

The OEFC assumed a liability of $2,378 million representing unfunded nuclear decommissioning and nuclear waste management liabilities accumulated by the former Ontario Hydro prior to April 1, 1999. The Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) between the Province, OPG and certain OPG subsidiaries confirms an obligation on the part of the OEFC to pay an amount into the Decommissioning Segregated Fund, thus discharging the nuclear funding liability. This liability is reported in the OEFC's financial statements as part of the liabilities of the former Ontario Hydro.

On July 24, 2003, the OEFC paid $1.2 billion and delivered a written commitment to pay (commitment-in-lieu) of approximately $1.9 billion to the segregated fund for nuclear decommissioning in respect of its ONFA obligation. The commitment-in-lieu carries an interest cost of 3.25 percent plus the change in the Ontario Consumer Price Index. The OEFC made an additional payment of $600 million on March 31, 2005, to bring the total funded to $1.8 billion, leaving a remaining commitment-in-lieu of $1.4 billion. The OEFC intends to fund the remaining commitment-in-lieu no later than the end of fiscal 2006–07.

106-00249/

2005–06 Outlook

The OEFC's activities in 2005–06 will focus on the following objectives:

Managing its debt and derivatives portfolios, financial risks and other liabilities, including the debt of the former Ontario Hydro.

The OFA will complete the OEFC's 2005–06 long-term public borrowing requirements of $2.5 billion in a sound and prudent manner and manage its debt portfolio within exposure policy limits reviewed and established by the Board of Directors. The OEFC will proceed with payments to discharge the commitment-in-lieu for nuclear liabilities associated with the financial restructuring of the former Ontario Hydro by making payments when cost-effective borrowing opportunities in the public capital markets arise.

Managing the administration of the existing non-utility generator contracts in the new market environment.

The OEFC will minimize costs to ratepayers by utilizing arrangements such as incremental power transactions. The OEFC will provide effective administration of the NUG contracts and also will continue to negotiate revisions to the remaining NUG contracts to ensure that these are consistent with the electricity sector as it develops.

Receiving all payments and administering other assets, liabilities, rights and obligations of the Corporation that have not been transferred to another of the Ontario Hydro successor corporations and disposing of any of these items as it deems appropriate or as directed by the Minister of Finance.

The OEFC will continue to validate and ensure the accuracy of claims from Local Distribution Companies and electricity retailers from the ECPPF for claims up to December 31, 2004, and transfer the ECPPF surplus to support the interim pricing plan for the OPA and pay out the remaining surplus to consumers.

Providing financial assistance to the successor corporations of Ontario Hydro.

Where required, the OEFC will facilitate the cashflow requirements of the successor corporations of Ontario Hydro.

Performing any additional objects as specified by the Lieutenant Governor in Council.

The OEFC will continue to support the implementation of the government's electricity policy decisions, such as providing interim funding to the Ontario Power Authority and participation in a joint proposal to the Government of Newfoundland and Labrador to develop hydroelectric generation facilities on the Lower Churchill River in Labrador.

Financial Statements

Responsibility for Financial Reporting

Auditor's Report

Statement of Financial Position

Statement of Revenue, Expense and Unfunded Liability

Statement of Cash Flow

Notes to Financial Statements

Responsibility for Financial Reporting

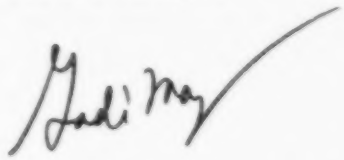
The accompanying financial statements of the Ontario Electricity Financial Corporation have been prepared in accordance with accounting principles recommended for governments by the Canadian Institute of Chartered Accountants and are the responsibility of management. The preparation of financial statements necessarily involves the use of estimates based on management's judgment, particularly when transactions affecting the current accounting period cannot be finalized with certainty until future periods. The financial statements have been properly prepared within reasonable limits of materiality and in light of information available up to May 6, 2005.

Management maintains a system of internal controls designed to provide reasonable assurance that the assets are safeguarded and that reliable financial information is available on a timely basis. The system includes formal policies and procedures and an organizational structure that provides for appropriate delegation of authority and segregation of responsibilities. Internal Audit Services of the Ministry of Finance independently evaluates the effectiveness of these internal controls on an ongoing basis and reports its findings to management and the Audit Committee of the Board of Directors.

The Board of Directors, through the Audit Committee, is responsible for ensuring that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal controls. The Audit Committee meets periodically with management, the internal auditors and the external auditor to deal with issues raised by them and to review the financial statements before recommending approval by the Board of Directors.

The financial statements have been audited by the Auditor General of Ontario. The Auditor's responsibility is to express an opinion on whether the financial statements are fairly presented in accordance with accounting principles recommended for governments by the Canadian Institute of Chartered Accountants. The Auditor's Report, which appears on the following page, outlines the scope of the Auditor's examination and his opinion.

On behalf of Management:



Gadi Mayman

Chief Executive Officer and Vice-Chair (interim)

Office of the
Auditor General
of Ontario

Bureau du
vérificateur général
de l'Ontario

Box 105, 15th Floor, 20 Dundas Street West, Toronto, Ontario M5G 2C2
B.P. 105, 15e étage, 20, rue Dundas ouest, Toronto (Ontario) M5G 2C2
(416) 327-2381 Fax: (416) 327-9862

Auditor's Report

To the Ontario Electricity Financial Corporation
and to the Minister of Finance

I have audited the statement of financial position of the Ontario Electricity Financial Corporation as at March 31, 2005 and the statements of revenue, expense and unfunded liability and cash flow for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Corporation's management. My responsibility is to express an opinion on these financial statements based on my audit.

I conducted my audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Those standards require that I plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In my opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Corporation as at March 31, 2005 and the results of its operations and its cash flow for the year then ended, in accordance with the accounting principles recommended for governments by the Canadian Institute of Chartered Accountants.

Toronto, Ontario
May 6, 2005

J.R. McCarter, CA
Auditor General

Ontario Electricity Financial Corporation

Statement of Financial Position
as at March 31, 2005
($ Millions)

	2005	2004
ASSETS		
Current Assets		
Cash and cash equivalents (Note 4)	$ 138	$ 8
Accounts receivable	523	355
Interest receivable	10	12
Current portion of notes receivable (Note 6)	300	250
	971	625
Payments-in-lieu of tax receivable (Note 11)	92	248
Due from Province of Ontario (Notes 5, 11)	351	351
Notes and loans receivable (Note 6)	12,074	12,080
Deferred debt costs	360	451
	$ 13,848	$ 13,755
LIABILITIES		
Current Liabilities		
Accounts payable	$ 302	$ 250
Due to electricity consumers (Note 12)	528	-
Interest payable	536	563
Short-term notes payable (Note 7)	1,146	1,177
Current portion of long-term debt (Note 7)	1,556	3,945
	4,068	5,935
Long-term debt (Note 7)	24,948	22,433
Power purchase contracts (Note 9)	3,785	4,021
Nuclear funding liability (Note 10)	1,410	1,916
	34,211	34,305
Contingencies and guarantees (Note 14)		
UNFUNDED LIABILITY (Notes 1, 3, 11)	(20,363)	(20,550)
	$ 13,848	$ 13,755

Approved on behalf of the Board of Directors:

Colin Andersen
Chair

Gadi Mayman
Vice-Chair (interim)

See accompanying notes to financial statements.

Ontario Electricity Financial Corporation

Statement of Revenue, Expense and Unfunded Liability
for the Year Ended March 31, 2005
($ Millions)

	2005	2004
REVENUE		
Debt retirement charge (Notes 1, 11)	$ 997	$ 1,000
Payments-in-lieu of tax (Notes 1, 11)	511	627
Interest	741	771
Power sales (Note 9)	610	510
Net reduction of power purchase contracts (Note 9)	236	104
Recovery of prior year expenditures - ECPPF (Note 12)	20	-
Other	10	10
Total Revenue	3,125	3,022
EXPENSE		
Interest - short-term debt	48	78
- long-term debt	1,737	1,812
interest on nuclear funding liability (Note 10)	93	142
Amortization of deferred charges	69	91
Electricity Consumer Price Protection Fund (Note 12)	-	253
Power purchases (Note 9)	840	797
Temporary generation supply (Note 13)	-	70
Debt guarantee fee	138	134
Operating	13	12
Total Expense	2,938	3,389
Excess (deficiency) of revenue over expense	187	(367)
Unfunded Liability, beginning of year	20,550	20,183
Unfunded Liability, end of year	$ 20,363	$ 20,550

See accompanying notes to financial statements.

Ontario Electricity Financial Corporation

Statement of Cash Flow
for the Year Ended March 31, 2005
($ Millions)

	2005	2004
CASH FLOWS USED IN OPERATING ACTIVITIES		
Excess (deficiency) of revenue over expense	$ 187	$ (367)
Adjustments for:		
Net reduction of power purchase contracts (Note 9)	(236)	(104)
Interest on nuclear funding liability (Note 10)	93	142
Amortization of deferred charges	69	91
Payments-in-lieu of tax receivable	156	(30)
Other items	198	(163)
Cash provided from (required by) operations	467	(431)
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES		
Long-term debt issues	3,741	5,490
Less long-term debt retired	3,498	2,279
Long-term debt issued (retired), net	243	3,211
Short-term debt issued (retired), net	(31)	(2,236)
Payment towards nuclear funding liability (Note 10)	(600)	(1,200)
Repayment of notes receivable	51	661
Cash provided from (required by) financing activities	(337)	436
Increase in cash and cash equivalents	130	5
Cash and cash equivalents, beginning of year	8	3
Cash and cash equivalents, end of year	$ 138	$ 8
Interest paid during the year and included in excess (deficiency) of revenue over expense	$ 1,812	$ 1,883

See accompanying notes to financial statements.

Notes to Financial Statements

1) Electricity Sector Reform

Effective April 1, 1999, pursuant to the *Electricity Act, 1998*, Ontario Hydro was continued as a corporation without share capital under the name Ontario Electricity Financial Corporation (OEFC). It is exempt from federal and provincial income taxes under paragraph 149(1)(d) of the *Income Tax Act* (Canada). OEFC is a Crown agency created to manage the debt and administer the assets, liabilities, rights and obligations of Ontario Hydro not transferred to other successor entities. These other successor entities include:

- Ontario Power Generation Inc. (OPG), an electricity generation company;
- Hydro One Inc. (Hydro One), a regulated electricity transmission and distribution business;
- Independent Electricity System Operator (IESO), the regulated centralized independent system coordinator responsible for directing system operations and operating the electricity market; and
- Electrical Safety Authority (ESA), which performs a regulatory function related to electrical inspections.

On April 1, 1999, the respective business units, including assets, liabilities, employees, rights and obligations of the former Ontario Hydro were transferred to OPG and Hydro One (and their subsidiaries) and the IESO for $8.5 billion, $8.6 billion and $78 million respectively in exchange for debt payable to OEFC. On the same day, the Province exchanged equity of $5,126 million and $3,759 million in OPG and Hydro One respectively for debt payable to OEFC.

OEFC debt, liabilities and associated financing costs will be repaid from interest on notes receivable from the Province and successor entities, and, as provided under the *Electricity Act, 1998* the dedicated electricity revenues in the form of payments-in-lieu (PILs) of corporate income, capital and property taxes made by the successor entities and municipal electric utilities. Residual debt is serviced through a Debt Retirement Charge (DRC) paid by electricity consumers at a rate of 0.7 cents/kWh for most Ontario consumers. The Ontario Financing Authority, an agency of the Province that is responsible for borrowing and investing monies for the Province and other public bodies, provides day-to-day management services to OEFC.

On December 9, 2004, the *Electricity Restructuring Act, 2004* was passed, resulting in a combination of a fully regulated and competitive electricity sector with different generators receiving prices set through a variety of mechanisms. Electricity generated from OPG's nuclear and baseload hydro generation assets receive regulated prices, and electricity from those generators with existing or new contracts receive prices as determined by their contracts. Consumers pay a blend of these costs including the pass-through of regulated prices for OPG-regulated plants, the full costs for existing and new contracts for generation and market prices for other generation facilities. The Act also created the Ontario Power Authority to ensure an adequate long-term supply of electricity.

2) Summary of Significant Accounting Policies

Basis of Accounting

As OEFC is a government organization, these financial statements are prepared in accordance with the recommendations of the Public Sector Accounting Board (PSAB) of the Canadian Institute of Chartered Accountants.

Measurement Uncertainty

Uncertainty in the determination of the amount at which an item is recognized in the financial statements is known as measurement uncertainty. Such uncertainty exists when it is reasonably possible that there could be a material variance between the recognized amount and another reasonably possible amount, as there is whenever estimates are used. Measurement uncertainty in these financial statements exists in the valuation of the power purchase contracts and the estimated defeasance date for OEFC's obligations. Estimates are based on the best information available at the time of preparation of the financial statements and will be updated annually to reflect new information as it becomes available.

Deferred Debt Costs

Deferred debt costs includes the unamortized amounts related to unrealized foreign exchange gains or losses resulting from the translation of long-term debt issued in foreign currencies and discounts, premiums or commissions arising from the issuance of debt or the acquisition of debt prior to maturity. These costs are amortized to operations over the life of the underlying debt.

Revenue Recognition

Revenues are recognized in the period in which they are earned.

Foreign Currency Translation

Debt is composed of short-, medium- and long-term bonds, notes and debentures. Debt denominated in foreign currencies that has been hedged is recorded at the Canadian dollar equivalent using the rates of exchange established by the terms of the hedge agreements. Other foreign currency debt, liabilities and assets are translated to Canadian dollars at period-end rates of exchange and any exchange gains or losses are deferred and amortized over the remaining term to maturity.

Power Purchase Contracts

The liability for power purchase contracts was originally calculated by discounting estimated losses over the life of the contracts. Under the *Electricity Restructuring Act, 2004*, OEFC began receiving actual contract prices for power from ratepayers, effective January 1, 2005, and will no longer incur losses on these power purchase contracts. The Ministry of Finance estimates that the bulk of the liability will be eliminated over 12 years as existing electricity contracts expire.

The cost of power under the new contracts for renewable energy supply announced in November 2004, and the revenues from the re-sale of this power to the market, will be recorded as the power is generated and re-sold under the contracts.

3) Going Concern

OEFC is dependent on the Province to borrow to finance maturing debt and to cover any cash shortfalls in the Corporation. It is also dependent on the government's long-term plan to defease the unfunded liability described in Note 11.

4) Cash and Cash Equivalents

Cash and cash equivalents includes cash on deposit and highly liquid investments with maturities of less than three months. They are recorded at cost, which approximates current market value.

5) Due from Province of Ontario

The Province has committed to dedicate the combined net income of OPG and Hydro One in excess of the Province's interest cost of its investment in its electricity subsidiaries to OEFC. For the year ended March 31, 2005, earnings in the subsidiaries did not exceed the Province's financing cost of its investment. Consequently, no dedicated income transfer has been reflected (March 2004 – Nil).

6) Notes and Loans Receivable

($ millions)

	Maturity date	Interest rate	Interest payable	March 31, 2005	March 31, 2004
Province of Ontario	2039 – 2041	5.85	Monthly	$ 8,885	$ 8,885
OPG	2006 – 2011	5.44 to 6.65	Semi-annually	3,295	3,200
IESO	2009	7.90	Semi-annually	78	78
				12,258	12,163
Less: Current portion of notes receivable				300	250
				11,958	11,913
Add: Loans receivable from non-utility generators (NUGs) (See Note 9)				116	167
				$ 12,074	**$ 12,080**

OEFC has agreed with OPG and the IESO not to sell notes owing from these successor entities without their prior approval.

In 2002, OEFC had agreed with OPG to defer principal repayments of $200 million originally due in March and September 2002 until December 2004. These maturities totalling $200 million have been further deferred until December 2006. In addition, OEFC had agreed with OPG to defer principal repayments totalling $500 million originally due in the period March 2003 to September 2004 to new maturity dates of March 2005 to September 2006.

In January 2005, OEFC agreed with OPG to further defer principal repayments of $200 million due in March 2005 to March 2010 and to defer principal repayments of $300 million due in September 2005 to September 2010. In addition, OPG issued an interest-bearing promissory note for $95 million maturing March 2010 in lieu of an interest payment due to OEFC in March 2005.

With respect to fiscal 2005–06, OEFC has agreed to accept an interest-bearing promissory note from OPG for $98 million maturing in 2010 in lieu of the scheduled interest payment due from OPG in September 2005. In addition, as outlined in an agreement between OPG and OEFC dated April 28, 2005, OEFC has agreed to provide up to $600 million to OPG to be advanced during the period ending March 31, 2006. On April 29, 2005, OEFC advanced $400 million to OPG under the agreement. This advance and any further advances under the agreement will be recorded in the accounts of OEFC as they occur.

Set out below is a summary by year of maturity of OPG's debt to OEFC:

($ millions)

Fiscal Year	Amount
2005-06	$ 300
2006-07	700
2007-08	400
2008-09	375
2009-10	707
2010-11	625
2011-12	188
Total	**$ 3,295**

7) Debt

Debt at March 31, 2005 is set out below by maturity and by currency of repayment, expressed in Canadian dollars.

($ millions) Currency	Canadian Dollar	U.S. Dollar	Other Foreign	2005 Total	2004 Total
Maturing in:					
1 year	2,211	491	—	2,702	5,122
2 years	2,285	829	—	3,114	1,556
3 years	528	1,385	—	1,913	2,813
4 years	3,496	388	—	3,884	1,581
5 years	1,629	—	140	1,769	3,483
1-5 years	10,149	3,093	140	13,382	14,555
6-10 years	5,548	1,615	307	7,470	5,708
11-15 years	484	—	—	484	648
16-20 years	3,273	—	—	3,273	3,678
21-25 years	2,191	—	—	2,191	2,116
26-50 years	850	—	—	850	850
Total	**$22,495**	**$4,708**	**$447**	**$27,650**	**$27,555**

The effective rate of interest on the debt portfolio was 6.52 percent (March 2004 - 6.54 percent) after considering the effect of derivative instruments used to manage interest rate risk. The longest term to maturity is to October 17, 2031. Total foreign currency denominated debt at March 31, 2005 was $5.2 billion (March 2004 - $4.5 billion), 100 percent of which (March 2004 – $4.5 billion or 100 percent) was fully hedged to Canadian funds. Bonds and notes payable are either held, or guaranteed as to principal and interest, by the Province as set out below:

	March 31, 2005			March 31, 2004		
($ millions)	Held by the Province	Guaranteed by the Province	Total	Held by the Province	Guaranteed by the Province	Total
Short-term debt	1,146	—	1,146	1,177	—	1,177
Current portion of long-term debt	1,056	500	1,556	3,697	248	3,945
Long-term debt	14,608	10,340	24,948	11,520	10,913	22,433
	$16,810	**$10,840**	**$27,650**	**$16,394**	**$11,161**	**$27,555**

Fair value of debt issued approximates amounts at which debt instruments could be exchanged in a current transaction between willing parties. In valuing OEFC's debt, fair value is estimated using discounted cash flows and other valuation techniques and is compared to public market quotations where available. These estimates are affected by the assumptions made concerning discount rates and the amount and timing of future cash flows.

The estimated fair value of OEFC debt at March 31, 2005 was $31.6 billion (March 2004 – $32.2 billion). This is higher than the book value of $27.7 billion (March 2004 – $27.6 billion) because current interest rates are generally lower than the interest rates at which the debt was issued and because of exchange rate movements. The fair value of debt does not reflect the effect of related derivative contracts.

8) Risk Management and Derivative Financial Instruments

OEFC employs various risk management strategies and operates within strict risk exposure limits to ensure exposure to risk is managed in a prudent and cost-effective manner. A variety of strategies are used including the use of derivative financial instruments ("derivatives"). Derivatives are financial contracts, the value of which is derived from underlying instruments. OEFC uses derivatives for the purpose of hedging and to minimize interest costs. Hedges are created primarily through swaps, which are legal arrangements under which OEFC agrees with another party to exchange cash flows based upon one or more notional amounts during a specified period. This allows OEFC to offset its existing obligations and thereby effectively convert them into obligations with more desirable characteristics. Other derivative instruments used by OEFC include forward foreign exchange contracts, forward rate agreements, futures and options.

Foreign exchange or currency risk is the risk that foreign currency debt principal and interest payments and foreign currency transactions will vary in Canadian dollar terms due to fluctuations in foreign exchange rates. To manage currency risk, OEFC uses derivative contracts to convert foreign currency cash flows into Canadian dollar denominated cash flows. The current policy allows unhedged foreign currency debt principal and related hedge transactions in foreign currencies to reach a maximum of 5 percent of total debt. At March 31, 2005, the actual unhedged level was 0.1 percent (March 2004 – 0.1 percent) of total debt.

Floating rate risk is the exposure of OEFC to changes in short-term interest rates. OEFC reduces its exposure to rate changes by entering into derivative contracts that convert floating interest payments to fixed interest payments. The current policy allows unhedged floating rate debt, net of liquid reserves, to reach a maximum of 20 percent of total debt. At March 31, 2005, OEFC's floating rate debt as a percentage of total debt was 8.5 percent (March 2004 – 8.0 percent).

Liquidity risk is the risk that OEFC will not be able to meet its current short-term financial obligations. As explained in Note 3, OEFC is dependent on the Province to borrow and on-lend the funds required to refinance maturing debt and to cover any cash shortfalls in the Corporation.

The table below presents a maturity schedule of OEFC's derivatives, by type, outstanding at March 31, 2005, based on the notional amounts of the contracts. Notional amounts represent the volume of outstanding derivative contracts and are not indicative of credit risk, market risk or actual cash flows.

Derivative Portfolio Notional Value ($ millions)

As at March 31, 2005

Maturity in Fiscal Year	2006	2007	2008	2009	2010	6-10 Years	Over 10 Years	TOTAL 2005	TOTAL 2004
Cross-currency swaps	425	829	868	387	517	1,287	—	4,313	3,357
Interest rate swaps	1,429	2,282	1,200	988	1,241	3,138	1,404	11,682	8,348
Forward foreign exchange contracts	1,395	—	—	—	—	—	—	1,395	1,578
Other [1]	62	111	—	—	—	—	—	173	112
Total	**$ 3,311**	**3,222**	**2,068**	**1,375**	**1,758**	**4,425**	**1,404**	**$17,563**	**$13,395**

[1] Other includes options and futures.

The use of derivatives introduces credit risk, which is the risk of a counterparty defaulting on contractual derivative obligations in which OEFC has an unrealized gain. The table below presents the credit risk associated with the derivative financial instrument portfolio, measured through the replacement value of derivative contracts, at March 31, 2005.

Credit Risk Exposure ($ millions)	March 31, 2005	March 31, 2004
Gross credit risk exposure[1]	6,797	5,398
Less: Netting[2]	(7,177)	(5,787)
Net credit risk exposure[3]	$ (380)	$ (389)

Note

(1) Gross credit risk exposure includes credit exposure on swaps, options, futures, forward rate agreements and forward foreign exchange agreements.

(2) Contracts do not have coterminous settlement dates. However, master agreements provide for close-out netting.

(3) Total exposure to counterparties with positive exposure (meaning that counterparties owed OEFC) was $22 million (March 2004 — $130 million) and the total exposure to counterparties with negative exposure (meaning that OEFC owed the counterparties) was $402 million (March 2004 — $519 million) for a total net credit exposure of $(380) million (March 2004 — ($389) million).

The gross credit risk exposure represents the amount of loss that OEFC would incur if every counterparty to which OEFC had credit risk exposure were to default at the same time and the netting of individual counterparty credit risk exposure was not allowed. OEFC manages its credit risk exposure from derivatives by entering into contractual agreements (master agreements) that provide for termination netting and, if applicable, payment netting with virtually all of its counterparties. The net credit risk exposure includes the mitigating impact of these netting provisions.

OEFC manages its credit risk exposure by regularly monitoring compliance with credit limits and by dealing with counterparties with high credit quality. At March 31, 2005, OEFC's most significant concentration of credit risk was with one A+ rated counterparty, which represented more than 10 percent of the credit risk exposure. The net cost to OEFC, if it had to replace the swap contracts with this counterparty would be $20 million (2004 — $60 million).

9) Power Purchase Contracts

Power purchase contracts and related loan agreements were entered into by Ontario Hydro with non-utility generators (NUGs) located in Ontario. As the legal continuation of Ontario Hydro, OEFC is the counterparty to these contracts. The contracts, expiring on various dates to 2048, provided for the purchase of power at prices that were expected to be in excess of the market price. Accordingly, a NUG liability was recorded at $4,286 million on a discounted cash-flow (DCF) basis when Ontario Hydro was continued as OEFC on April 1, 1999. Prior to open access in May 2002, power purchased from NUGs was resold at cost to the revenue pool managed by OPG. After the market opened, OEFC sustained annual losses on power purchased from NUGs. The DCF model was updated as at March 31, 2003, which reduced the estimated liability by $422 million to $3,745 million. This revaluation change from 2002–03 is being amortized to operations over a 10-year period.

Under legislated reforms to the electricity market, OEFC began receiving actual contract prices for power from ratepayers, effective January 1, 2005, and will no longer incur losses on these power purchase contracts. The Ministry of Finance estimates that the bulk of the liability will be eliminated over 12 years as existing electricity contracts expire.

During the year, OEFC purchased power in the amount of $840 million (March 2004 — $797 million) and sold this power for $610 million (March 2004 — $510 million). Loans receivable from NUGs decreased during the year by $51 million to $116 million (March 2004 — $167 million), primarily due to principal repayments.

Statement of Liability for Power Purchase Contracts ($ millions)
As at March 31, 2005

	2005	2004
Liability, beginning of year	$ 3,683	$ 3,745
Interest charged during the year*	163	221
Deduct estimated in-year loss	(357)	(283)
Subtotal	3,489	3,683
Add: Unamortized Revaluation Changes		
Gross Revaluation	422	422
Accumulated Amortization	(126)	(84)
	296	338
	$ 3,785	$ 4,021

* Effective January 1, 2005, interest is no longer added to the liability.

During the year, the Ministry of Energy issued a Request for Proposals for the delivery of 300 MW of new renewable energy supply. OEFC entered into contracts for 395 MW under the RFP. Under the contracts, OEFC has the unilateral right to assign the contracts to the Ontario Power Authority (OPA). Responsibility for these contracts had not yet been transferred at March 31, 2005. The cost of power purchased under these contracts, and the revenues from the resale of this power to the market, will be recorded as the power is generated and resold under the contracts.

10) Nuclear Funding Liability

OEFC as the continued Ontario Hydro assumed a liability in the amount of $2,378 million representing nuclear waste management and asset removal liabilities that were incurred prior to April 1, 1999. In March 2002, the Province and OPG entered into the Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) to establish, fund and manage segregated funds to ensure that sufficient funds are available to pay for costs of nuclear waste management and station decommissioning.

The Board of Directors of OEFC approved the funding of the Decommissioning Segregated Fund, established by OPG, over a four-year period, thus discharging the nuclear funding liability. OEFC contributed $1,200 million towards the fund liability on July 24, 2003, and $600 million on March 31, 2005.

Interest is accrued at a rate equal to the Ontario Consumer Price Index plus 3.25 percent in accordance with the terms of ONFA which were finalized on July 24, 2003. A commitment-in-lieu of $1,410 million as at March 31, 2005 (March 2004 — $1,916 million) has been provided to the Decommissioning Segregated Fund.

11) Unfunded Liability

The opening unfunded liability of $19.4 billion at April 1, 1999 was composed of $38.1 billion in liabilities assumed from old Ontario Hydro less the value of assets transferred to OEFC at April 1, 1999, including $17.2 billion in notes receivable and $1.5 billion in loans receivable and other assets. Pursuant to the *Electricity Act, 1998* and consistent with the principles of electricity restructuring, the government has a long-term plan in place to retire OEFC liabilities from within the electricity sector. The Plan includes cash flows from the following sources as at April 1, 1999:

Notes receivable from the Province of $8.9 billion, OPG of $3.4 billion, Hydro One of $4.8 billion and IESO for $0.1 billion for a total of $17.2 billion as a result of the transfer of assets to successor companies;

Payments-in-lieu of corporate income, capital and property taxes made by OPG, Hydro One and municipal electric utilities;

Debt Retirement Charge to be paid by ratepayers based on the consumption of electricity; and

Electricity Sector Dedicated Income — Consistent with the government's commitment to keep electricity income in the electricity sector, the combined net income of OPG and Hydro One in excess of the Province's interest cost of its investment in its electricity subsidiaries will be allocated to the retirement of OEFC's debt.

The long-term plan supports estimates that OEFC's obligations will likely be defeased in the years ranging from 2012 to 2020.

12) Electricity Consumer Price Protection Fund

On November 11, 2002, the Province announced a program designed to provide electricity to low volume and designated consumers at a fixed price of 4.3 cents/kWh until at least 2006, retroactive to May 1, 2002. Power generators continued to receive the free market price as set in the IESO electricity market. The program was supported and administered through the Electricity Consumer Price Protection Fund (ECPPF) managed by OEFC.

On December 18, 2003, the *Ontario Energy Board Amendment Act (Electricity Pricing), 2003* was passed into law to remove, effective April 1, 2004, the 4.3 cents/kWh price freeze in favour of a pricing structure that better reflects the true cost of electricity, including a strong incentive to conserve energy. Effective April 1, 2004, the 4.3 cents/kWh fixed price plan was ended and an interim pricing plan was introduced whereby the first 750 kWh consumed in any month is priced at 4.7 cents /kWh and consumption above that level is priced at 5.5 cents/kWh. These legislated pricing plans were supported by the ECPPF.

For the period April 1, 2004 to March 31, 2005, ECPPF reflected a surplus of $704 million (2004, net cost $253 million). Pursuant to the *Electricity Pricing Act, 2003* and regulations thereto, the responsibility for managing the ECPPF was transferred to a new agency, the Ontario Power Authority, effective January 1, 2005. Accordingly, $176 million of the fiscal 2005 surplus was transferred to the OPA representing the payments required to be made for the first quarter of 2005. The remaining surplus of $528 million is reflected as a liability on the balance sheet and will be returned to consumers.

In addition, OEFC recovered $20 million during the year related to Fund expenditures prior to April 1, 2004 as a result of OEFC's ongoing audit of claims from the Fund made by local distribution companies.

13) Temporary Generation Supply

In April of 2003, OEFC was directed to undertake a project to install 200 to 400 MW of temporary generation to provide support to Ontario's electricity reserves during the summer and fall of 2003.

OEFC arranged for the installation of 249 MW of gas-fired generation by the summer of 2003 at a cost of $70 million. Since all of the contracts expired on December 31, 2003, there is no current year expense for this item.

14) Contingencies and Guarantees

OEFC is involved in various legal actions arising out of the ordinary course and conduct of business, some of which relate to the former Ontario Hydro prior to the establishment of OEFC on April 1, 1999. Under the terms of the April 1, 1999 restructuring of Ontario Hydro, each successor entity (OPG, Hydro One, ESA and IESO, and their respective subsidiaries) is responsible for any liabilities relating to those operations of the former Ontario Hydro that were transferred to it. In the event any such liabilities remained with OEFC, the successor entity is also required to indemnify OEFC. With respect to legal actions relating to operations of Ontario Hydro that were retained by OEFC, the outcome and ultimate disposition of

these legal actions is not determinable at this time. Accordingly, no provision for the above actions is reflected in the financial statements. Settlements of these contingencies, if any, will be reflected in the period in which settlement occurs.

Subject to a $10 million and $20 million deductible respectively, OEFC has agreed to indemnify Hydro One and OPG in respect of any adverse claim to title to any asset, right or thing transferred or intended to be transferred to the companies at April 1, 1999, and any failure of the transfer order to transfer such assets, rights or things and with respect to payment to or from or other dealing with any equity account of Ontario Hydro, including certain related litigation. The Province of Ontario has guaranteed any liability arising from these indemnifications.

OEFC is contingently liable under guarantees given to third parties that have provided long-term financing to certain independent power producers in connection with the power purchase agreements described in Note 9. These guarantees total approximately $91 million at March 31, 2005 (2004 — $102 million).

15) Related Party Transactions

In the normal course of operations, OEFC has transactions with the following related parties, all of which have been disclosed in the notes to the financial statements. Each of the following entities is included in the Province's financial statements:

a) Ontario Power Generation Inc.

b) Hydro One Inc.

c) Independent Electricity System Operator

d) Ontario Power Authority

e) Ontario Financing Authority

Corporate Governance

Corporate governance at the Ontario Electricity Financial Corporation involves processes that permit the effective supervision and management of the OEFC's activities by its senior management staff, its Board of Directors and the Minister of Finance. It includes identifying those individuals and groups who are responsible for the OEFC's activities and specifying their roles. The OEFC's governance framework is fully described in the OEFC's corporate governance policy which is reviewed annually by the Board of Directors.

The OEFC is the legal continuation of Ontario Hydro and an agent of the Crown. It is classified as an "Operational Enterprise" agency pursuant to Management Board of Cabinet's (MBC) Agency Establishment and Accountability Directive.

Accountability

The OEFC's accountability structure flows from its governing statute, the *Electricity Act, 1998*, and from a Memorandum of Understanding between the OEFC and the Minister of Finance, as well as from directives issued by MBC relating to crown agencies. Together, these provide that the Minister of Finance is accountable to Cabinet for the activities of the OEFC. In turn, the Chair of the OEFC Board of Directors is accountable to the Minister for OEFC's performance in fulfilling its mandate. The OEFC Board of Directors is appointed by the Lieutenant Governor in Council on the recommendation of the Minister of Finance and is accountable to the Minister, through the Chair, for supervising the management of the OEFC's business. The Chief Executive Officer (CEO) is accountable to the Chair of the OEFC Board for the day-to-day management of the OEFC's operations.

Roles and Responsibilities

The Minister maintains communications with the OEFC regarding government policies, expectations and new directions for the OEFC. The Minister is responsible for reviewing and approving the OEFC's annual business plan and for recommending the plan for approval to MBC every three years or as otherwise required by government directives.

The Chair, who is also the Deputy Minister of Finance, provides leadership and direction to the CEO and the Board and ensures the OEFC's compliance with government policies and directives. The CEO is responsible for the ongoing activities of the OEFC and ensures that policies and procedures, including financial reporting, remain relevant and effective.

The Board of Directors is comprised primarily of public servants, drawn from all relevant government areas, such as the Ministry of Finance, the Ontario Financing Authority and the Ministry of Energy. The Board meets at least quarterly and receives regular reports from the CEO and OFA staff concerning the operations of the OEFC and its compliance with applicable laws and policies. The Audit Committee of the OEFC Board approves an annual internal audit plan for the OEFC and liaises with the internal auditors (Audit Services Division of MBC) and the Auditor General regarding the OEFC's financial reporting and controls. It also reviews financial policies and the OEFC's financial statements to the Board. Standards of conduct for Board members are set out in a Board-approved Code of Conduct.

The OEFC does not have any employees, although some OFA staff members are designated as officers of OEFC for the purpose of executing agreements and other documents on its behalf. The OFA and staff in the Ministry of Finance Tax Revenue Division carry out the OEFC's day-to-day operations under the supervision of the CEO and the OEFC Board.

Board of Directors

Colin Andersen	Chair and Deputy Minister of Finance [Appointed from March 2004 to March 2007]
Gadi Mayman	Vice-Chair and Chief Executive Officer, (interim) [Appointed from August 2000 to June 2002 and from November 2003 to October 2005]
Brian FitzGerald	Fellow of the Canadian Institute of Actuaries [Appointed from April 1999 to June 2005]
James Gillis	Deputy Minister of Energy [Appointed from October 2004 to October 2007]
Tom Sweeting	Assistant Deputy Minister, Office of the Budget and Taxation, Ministry of Finance [Appointed from March 1999 to June 2008]
Bruce Macnaughton	Director, Pension and Income Security Policy Branch, Ministry of Finance [Appointed from March 1999 to June 2008]
Robert Siddall	Chair, OEFC Audit Committee; Provincial Controller, Ministry of Finance [Appointed from November 2002 to November 2005]
Karen Sadlier-Brown	Assistant Deputy Minister, Corporate and Electricity Finance Division, Ontario Financing Authority [Appointed from July 2003 to July 2006]

Risk Management Policies and Procedures

Overview

The OEFC risk management policies and procedures provide for the management of risk exposures created by capital market activities. Current policies and procedures address market, credit and operational risk exposure as they pertain to the OEFC's debt and derivatives portfolios and capital markets transactions.

These policies were developed following the guidelines and directives of regulatory bodies, such as the Office of the Superintendent of Financial Institutions of Canada, the Bank for International Settlements (BIS) and by consulting with Canadian bank representatives on their risk management practices.

The OEFC's Board and management committees establish and approve risk management policies and monitor the performance of the OFA's OEFC-related capital market activities.

Market Risk Policy

Market Risk is the risk of financial loss attributable to changes in interest rates, foreign exchange rates and market liquidity. This policy provides a framework for borrowing activities and integrates several aspects dealing with the management of market risk. The policy includes several limits:

- Foreign Exchange Limit — the OEFC's unhedged foreign currency exposure is limited to five percent of outstanding debt. Foreign exchange exposures are limited to Group of Seven currencies and the Swiss franc or the equivalent currencies (e.g., the Euro).
- Floating Rate Exposure Limit — the OEFC's floating rate exposure, net of liquid reserves, is limited to a maximum of 20 percent of outstanding debt.
- Debt Cost Loss Limit — The total amount of financial losses resulting from market risk and the default of counterparties shall not exceed a debt cost loss limit specified by the Board of Directors. In addition, the CEO establishes a trigger level to ensure that market and credit losses will not reach the debt cost loss limit. The trigger level is included in the Annual Financing, Debt and Electricity Management Plan.

The OEFC identifies and quantifies exposures to market risk in its Annual Financing, Debt and Electricity Management Plan to ensure that risk exposures and losses remain within the approved exposure and loss limits. Exposure to market, credit and liquidity risk is measured daily.

When issuing new debt on behalf of the OEFC, the OFA will aim for a smooth debt maturity profile to diversify the interest rate risk for the refinancing of maturing and floating rate debt.

Credit Risk Policy

Credit risk is the risk that a counterparty defaults on its financially contracted obligations. Credit risk arises when the OFA undertakes financial and derivative transactions on behalf of the OEFC. The minimum credit rating of a new counterparty for swap transactions is AA- and R1-mid for money market investments. The resulting exposure to a financial counterparty is capped at mark-to-market limits depending on the counterparty's credit rating and capital base.

Policy on the Use of Derivatives

Derivatives are used to manage exposures arising from existing and planned debt issues in a sound and cost-effective manner consistent with the Annual Financing, Debt and Electricity Management Plan. Risks arising from the use of derivatives are identified, monitored, evaluated and managed prudently.

Policy on Risk Management Reporting

At its regular quarterly meetings, the OEFC Board of Directors is kept informed of OEFC's activities:

- The CEO of the OFA provides the OEFC Board of Directors with a progress report on the implementation of the Annual Financing, Debt and Electricity Management Plan, staffing and other administrative and operational matters. The CEO also reports on the OEFC's compliance with applicable government directives, and the OFA Legal Director reports on compliance with applicable laws; and
- The Director, OFA Risk Control Division, reports on program exposures and performance, as well as exceptions to policies.

In addition, OFA Management is kept informed of the OEFC's risk exposures and positions on a daily basis.

Operational Risk

Operational risk is the risk of loss resulting from inadequate or failed internal processes, people, systems or external events. Each division at the OFA manages operational risk through reviews and improvements of work processes, documented policies and procedures, data processing systems, contingency plans and staff training.

- The OFA maintains a Business Continuity Plan (which covers the OEFC's operations), which is regularly updated to facilitate the continuation of essential operational functions with a minimum of disruption in the event of an emergency.

Additional Sources of Information

Internet Links

Ontario Electricity Financial Corporation	www.oefc.on.ca
Ontario Financing Authority	www.ofina.on.ca
Ministry of Finance	www.fin.gov.on.ca
Ministry of Energy	www.energy.gov.on.ca
Ontario Power Generation Inc.	www.opg.com
Hydro One Inc.	www.hydroone.com
Independent Electricity System Operator	www.ieso.com
Ontario Electrical Safety Authority	www.esainspection.net

Inquiries

For general information and additional copies of this annual report, please contact:

Investor Relations, Ontario Financing Authority

Telephone: (416) 325-8000

E-mail: investor@oefc.on.ca

Ontario Electricity Financial Corporation
1 Dundas Street West, Suite 1400
Toronto, Ontario
M7A 1Y7
Canada
Telephone: 416-325-8000
investor@oefc.on.ca
www.oefc.on.ca

© Queen's Printer for Ontario
ISSN 1492-7543

SFIEO

SOCIÉTÉ FINANCIÈRE DE L'INDUSTRIE DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

Rapport annuel 2005

Ontario

Mandat et loi habilitante

La Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO) est l'une des cinq sociétés établies en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. En vertu de la Loi, l'ancienne Ontario Hydro a été réorganisée de manière à devenir la Ontario Power Generation Inc. (OPG), la Hydro One Inc. (Hydro One), la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), l'Office de la sécurité des installations électriques (OSIE) et la SFIÉO.

Comme l'expose la Loi, la SFIÉO doit s'acquitter des tâches suivantes :

- gérer le passif de l'ancienne société Ontario Hydro, y compris l'encours de la dette, les instruments financiers et les risques financiers;
- gérer les contrats d'achat d'électricité actuels conclus avec des producteurs privés d'électricité du nouveau marché;
- recevoir tous les paiements et administrer les autres éléments d'actif et de passif, les droits et les obligations de la Société qui n'ont pas fait l'objet d'un transfert à une autre des sociétés remplaçantes de Ontario Hydro et en disposer de la façon qu'elle juge appropriée ou selon les directives du ministre des Finances;
- apporter de l'aide financière aux sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro, notamment la OPG et Hydro One;
- s'acquitter de toute tâche supplémentaire précisée par le lieutenant gouverneur en conseil.

La SFIÉO a recours aux services de l'Office ontarien de financement (OOF) et du ministère des Finances pour l'exécution de ses opérations courantes selon le principe du recouvrement des coûts. L'OOF est l'organisme provincial chargé de mener les opérations d'emprunt et de gestion de la dette de la province.

Table des matières

Message du président et du vice-président 5

Analyse par la direction 6

- Réorganisation du secteur de l'électricité
- Répercussions des réformes du secteur de l'électricité pour la SFIÉO
- Résultats financiers
- Dettes et passif
- Gestion du risque
- Autres responsabilités de la SFIÉO
- Perspectives pour 2005–2006

États financiers 13

- Responsabilité relative à la présentation de l'information financière
- Rapport du vérificateur
- Bilan
- État des revenus, des dépenses et du passif non provisionné
- État des flux de trésorerie
- Notes afférentes aux états financiers

Gouvernance générale 28

- Conseil d'administration
- Politiques et procédure de gestion des risques

Sources de renseignements supplémentaires 32

Message du président et du vice-président

Nous sommes ravis de présenter le Rapport annuel 2005 de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. Le rapport décrit les faits saillants en matière d'exploitation et les résultats financiers de la Société pour l'exercice terminé le 31 mars 2005.

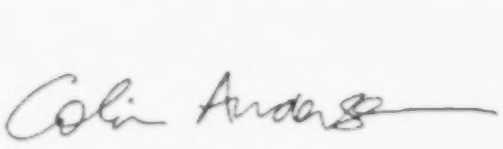
Au cours de l'année, l'assemblée législative de l'Ontario a adopté la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. La Loi comporte un cadre législatif applicable à la nouvelle structure gouvernementale du secteur de l'électricité, dont certaines dispositions importantes ont un impact sur la SFIÉO. L'impact principal sur les résultats de 2004-2005 de la SFIÉO est que depuis le 1er janvier 2005, elle a commencé à recevoir les prix des contrats réels des consommateurs d'électricité pour l'électricité vendue aux termes des contrats d'achat d'électricité (CAÉ) actuels qui ont été conclus avec des producteurs privés d'électricité (PPÉ) et elle ne subira plus de pertes sur ces contrats. L'élimination effective de ce passif se produira au cours de la durée non écoulée des contrats, dont la plupart prendront fin d'ici 12 ans.

Pour l'exercice terminé le 31 mars 2005, la SFIÉO a enregistré un excédent de revenus sur ses dépenses de 187 millions de dollars, comparativement à l'insuffisance de revenus sur les dépenses de 367 millions de dollars de l'exercice précédent. Par conséquent, le passif non provisionné est passé de 20,6 milliards de dollars à 20,4 milliards de dollars au 31 mars 2004. Les dettes et le passif de la SFIÉO totalisent maintenant 34,2 milliards de dollars, en baisse par rapport au total de 34,3 milliards de dollars au 31 mars 2004.

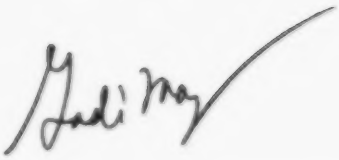
Au cours de l'exercice, l'Office ontarien de financement (OOF) a comblé les besoins d'emprunt public à long terme de la SFIÉO, de l'ordre de 3,7 milliards de dollars, pour refinancer la dette qui vient à échéance. L'OOF a en outre maintenu la position de change de la SFIÉO et la position du taux d'intérêt flottant dans les limites de la politique de la SFIÉO.

La SFIÉO a pu réaliser des économies et des gains de productivité en gérant les CAÉ conclus avec les PPÉ en 2004–2005. La SFIÉO a épargné 1,4 million de dollars grâce à des transactions visant à réduire les coûts globaux des CAÉ et à une diminution des coûts annuels par le transfert de la gestion des contrats conclus avec les PPÉ à l'OOF, le tout prenant effet le 1er janvier 2005.

En 2005–2006, la SFIÉO continuera à offrir des services efficaces d'emprunt et de gestion de la dette et appuiera la mise en œuvre des décisions de principe du gouvernement en matière d'électricité.



Colin Andersen
Président



Gadi Mayman
Vice-président et chef de la direction (par intérim)

Analyse par la direction

Réorganisation du secteur de l'électricité

Aperçu

L'exercice 2004–2005 revêtait de l'importance pour le secteur de l'électricité de l'Ontario. Le gouvernement a instauré une série de réformes à la structure de prix actuelle qui reflète mieux le véritable coût de l'électricité.

Le 9 décembre 2004, *la Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* a reçu la sanction royale. La Loi restructure le réseau d'électricité de l'Ontario pour répondre plus efficacement aux besoins cruciaux de nouvel approvisionnement, promouvoir la conservation et accroître la stabilité des prix pour les consommateurs de l'ensemble de l'Ontario. Les éléments clés de la Loi comprennent les suivants :

- établir une nouvelle structure de prix qui reflète la combinaison d'un secteur de production d'électricité complètement réglementé et concurrentiel;
- créer l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) pour s'assurer d'un approvisionnement à long terme adéquat en électricité;
- créer le Bureau des économies d'énergie, dirigé par le premier directeur des économies d'énergie de la province;
- fixer des objectifs en matière d'économie d'énergie, d'énergie renouvelable et d'amalgame global des sources d'approvisionnement dans le secteur de l'électricité;
- redéfinir le rôle de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité, y compris sa responsabilité d'exploiter le marché de détail et de veiller à la fiabilité du réseau électrique, et la renommer Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ).

Établissement du prix de l'électricité

Le 1er avril 2004, le gouvernement a instauré une structure provisoire d'établissement du prix de l'électricité en remplacement du gel de prix de 4,3 cents le kilowatt heure (kWh). Dans le cadre de cette structure, les clients résidentiels, à faible volume et les autres clients désignés payaient 4,7 cents le kWh pour les 750 premiers kWh consommés par mois et 5,5 cents kWh pour la consommation au-delà de ce niveau.

La structure provisoire est demeurée en place jusqu'à ce que la grille tarifaire réglementée (GTR), établie par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO), ait pris effet le 1er avril 2005. La GTR offre des prix plus stables aux clients à faible volume et aux clients désignés et apporte des rajustements périodiques afin que les clients paient un prix moyen qui reflète le prix pondéré de l'électricité au fil du temps. À compter du 1er avril 2005, le prix de l'électricité pour les clients touchés par la grille GTR est devenu de 5,0 cents le kWh pour les 750 premiers kWh utilisés chaque mois et de 5,8 cents le kWh pour l'électricité utilisée chaque mois en sus de cette quantité. À partir du 1er novembre 2005, ce seuil de prix, qui correspond à la quantité d'électricité facturée au prix le plus bas, sera modifié deux fois l'an pour les clients résidentiels. Le seuil de prix s'établira à 1 000 kWh par mois au cours de la saison hivernale (du 1er novembre au 30 avril) et à 600 kWh durant la saison estivale (soit du 1er mai au 31 octobre). Dans le cas des clients autres que résidentiels qui sont admissibles au nouveau régime de prix, le seuil de prix demeurera à 750 kWh par mois pendant toute l'année.

Conformément à la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, divers producteurs d'électricité reçoivent des prix fixés au moyen de toute une gamme de mécanismes. À partir du 1er avril 2005, le prix de l'électricité produite par des centrales de production d'énergie nucléaire et d'hydroélectricité de base d'OPG est établi à des prix réglementés. À partir du 1er janvier 2005, la SFIÉO se fait verser des prix contractuels pour de l'électricité vendue aux termes de CAÉ conclus avec des PPÉ. Un marché concurrentiel fixe le prix reçu par d'autres centrales électriques, y compris les centrales non réglementées d'OPG. Les consommateurs paient des factures qui reflètent un amalgame de tous ces prix.

Dans cette structure, la CÉO rajustera périodiquement les prix réglementés par l'OPG. Jusqu'à ce que la CÉO assume cette responsabilité, les prix réglementés initiaux pour l'OPG sont établis par la réglementation gouvernementale. Le gouvernement a annoncé, le 23 février 2005, que le prix de l'électricité produite par les éléments d'actif réglementés d'OPG serait établi à une moyenne de 4,5 cents le kWh. Les nouveaux tarifs ont pris effet le 1er avril 2005.

Le gouvernement a également fixé une nouvelle limite de revenu de 4,7 cents le kWh applicable à 85 % de la production des éléments d'actif non réglementés d'OPG, à l'exclusion de la centrale électrique Lennox et des volumes couverts à terme existants au 1er janvier 2005. La limite de revenu tiendra lieu de mesure transitoire du 1er avril 2005 au 30 avril 2006 et remplace l'Entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché (EAEM) mise en œuvre par le gouvernement précédent.

Répercussions des réformes du secteur de l'électricité pour la SFIÉO

Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité (FPCAPÉ)

La structure de prix provisoire instaurée le 1er avril 2004 éliminait efficacement le coût net du FPCAPÉ pour la SFIÉO. Le FPCAPÉ a été constitué en décembre 2002 pour soutenir le prix fixe de l'électricité à l'intention des consommateurs à faible volume et de consommateurs désignés et a cessé d'être utilisé le 31 mars 2005.

En vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* et de ses règlements afférents, le rôle de la SFIÉO dans le financement du coût de l'électricité payable par les consommateurs à faible volume et par les consommateurs désignés a pris fin en 2005. À compter du 1er janvier 2005, l'Office de l'électricité de l'Ontario (OÉO) a assumé la responsabilité du financement du régime d'établissement des prix des consommateurs à faible volume et des consommateurs désignés. Le 1er avril 2005, la responsabilité de la SFIÉO qui consiste à financer le coût de certains frais de la SIERÉ a également pris fin.

Au 31 mars 2005, le FPCAPÉ disposait d'un excédent de 704 millions de dollars pour la période s'étalant du 1er avril 2004 au 31 mars 2005. Conformément à la réglementation, la SFIÉO a utilisé 176 millions de dollars de l'excédent pour compenser les paiements qui devaient être faits au premier trimestre de 2005 par l'OÉO. Le reste de l'excédent de 528 millions de dollars figure au passif du bilan et sera remis aux consommateurs.

Contrats d'achat d'électricité

Depuis le 1er janvier 2005, la SFIÉO a reçu les prix contractuels réels des consommateurs d'électricité vendue aux termes de contrats d'achat d'électricité (CAÉ) conclus sous le parrainage d'Ontario Hydro avec des producteurs privés d'électricité (PPÉ), ainsi que ses coûts administratifs connexes, et ne subit plus de pertes sur ces contrats, ce qui permet d'éliminer efficacement cette dette. Le gouvernement a établi que le traitement comptable le plus prudent consiste à éliminer la dette au fil du temps. Le ministère des Finances estime que la majeure partie de la dette sera éliminée sur une période de 12 ans, la plupart des contrats conclus avec des PPÉ prenant alors fin.

À titre de société remplaçante d'Ontario Hydro, la SFIÉO est partie à 84 CAÉ à long terme avec des PPÉ conclus avec l'ancienne Ontario Hydro vers la fin des années 1980 et le début des années 1990. Des renseignements sur la dette au titre des CAÉ sont énoncés dans la note 9 des états financiers.

Rendement financier du secteur de l'électricité

En vertu de la réglementation des prix, les tarifs des centrales nucléaires et des centrales hydroélectriques de base réglementées d'OPG permettront à cette dernière de recouvrer les coûts approuvés, en présumant qu'elle répond aux niveaux de production prévus. Le prix moyen de 4,5 cents le kWh applicable à la production de l'actif réglementé d'OPG aux termes de la réglementation du prix initial, en vigueur depuis le 1er avril 2005, s'appuie sur des coûts en capital et des coûts d'exploitation estimatifs, dont un rendement moyen de 5 % sur les capitaux propres, si l'OPG est exploitée dans le respect des niveaux de coûts approuvés et si elle atteint les niveaux de production prévus.

En outre, le 1er avril 2005, une limite de revenus transitoires de 4,7 cents le kWh pour la période se terminant le 30 avril 2006

a été imposée à la majeure partie de la production provenant de l'actif non réglementé d'OPG. Ce nouveau prix imposé à la production d'OPG a remplacé l'EAEM, qui était en place depuis que le marché de l'électricité s'est ouvert à la concurrence, le 1er mai 2002. Depuis sa prise d'effet, l'EAEM a coûté à l'OPG un total de près de 4,0 milliards de dollars et a eu des répercussions sur le rendement financier global de la société.

Le rendement financier d'OPG touche la SFIÉO par des paiements en remplacement d'impôts d'OPG et par des revenus réservés du secteur de l'électricité.

Nouvelle production d'électricité

En 2004–2005, la SFIÉO a aidé le ministère de l'Énergie à élaborer et à produire deux demandes de proposition (DDP) sur la livraison de 300 mégawatts (MW) d'un nouvel approvisionnement en énergie renouvelable et de 2 500 MW de projets d'un nouvel approvisionnement en énergie propre et touchant la demande. Par la suite, la SFIÉO a conclu des contrats portant sur 395 MW aux termes de la DDP qui vise un nouvel approvisionnement en énergie renouvelable. En vertu des contrats, la SFIÉO possède le droit unilatéral de céder les contrats et il est prévu que ceux-ci seront cédés à l'OEO. La responsabilité de ces contrats n'était pas encore cédée au 31 mars 2005. Le coût de l'électricité achetée en vertu de ces contrats (et les revenus tirés de la revente de cette électricité dans le marché) sera inscrit comme électricité produite et revendue en vertu des contrats. On prévoit que les DDP éventuelles et les contrats conclus aux termes des DDP portant sur 2 500 MW de nouvelle énergie propre et de projets liés à la demande obtiendront l'adhésion directe de l'OEO.

En mars 2005, le gouvernement de l'Ontario a présenté, par l'entremise de la SFIÉO, une proposition conjointe avec Hydro-Québec et SNC-Lavalin pour appuyer la mise en place d'installations majeures de production d'hydroélectricité du cours inférieur du fleuve Churchill au Labrador. Le projet proposé produirait 2 824 MW d'électricité propre, abordable et durable. Le gouvernement de l'Ontario défraierait environ le tiers du coût du projet et, par conséquent, recevrait le tiers de l'électricité produite, soit 945 MW, ce qui suffit à alimenter 550 000 ménages.

Résultats financiers

Pour l'exercice terminé le 31 mars 2005, les revenus atteignaient au total 3 125 millions de dollars, tandis que les dépenses totalisaient 2 938 millions de dollars, soit un excédent des revenus sur les dépenses de 187 millions de dollars, comparativement au déficit de l'exercice précédent qui s'établissait à 367 millions de dollars.

L'amélioration des résultats financiers en 2004–2005 est essentiellement attribuable à l'élimination du coût net du FPCAPÉ pour la SFIÉO (253 millions de dollars en 2003–2004), à l'élimination des dépenses de production temporaire (70 millions de dollars en 2003–2004) et au recouvrement complet des prix des contrats CAÉ à compter du 1er janvier 2005. En incluant l'amortissement de la dette au titre des contrats d'achat d'électricité, le revenu net de la SFIÉO sur les activités de production d'électricité était de 6 millions de dollars en 2004–2005, en hausse par rapport à un coût net de 183 millions de dollars en 2003–2004.

Revenus

Les revenus totaux de la SFIÉO pour 2004–2005 étaient de 3 125 millions de dollars, une augmentation de 103 millions de dollars par rapport à 2003–2004. Les revenus englobaient 997 millions de dollars de frais de règlement d'une dette, 741 millions de dollars en revenus d'intérêts de la Province, d'OPG et de la SIERÉ, 610 millions de dollars au titre de la vente d'électricité en vertu des CAÉ et 511 millions de dollars en paiements tenant lieu d'impôts.

Dépenses

Le total des dépenses de la SFIÉO pour l'exercice 2004–2005 s'établissait à 2 938 millions de dollars, soit une diminution de 451 millions de dollars par rapport à l'exercice 2003–2004. Les dépenses comprenaient des paiements d'intérêts sur des créances à court et à long termes de 1 785 millions de dollars, des achats d'électricité de 840 millions de dollars et des paiements d'intérêts sur la dette de financement des installations nucléaires de l'ordre de 93 millions de dollars.Le plan à long terme continue d'appuyer les estimations selon lesquelles les obligations de la SFIÉO s'éteindront vraisemblablement de 2012 à 2020.

Programme d'emprunt

En 2004–2005, l'OOF a comblé les besoins d'emprunt à long terme de la SFIÉO de 3 741 millions de dollars. Cette somme englobait 3 498 millions de dollars pour refinancer les échéances des titres d'emprunt à long terme. Les exigences de 2004–2005 au titre des emprunts ont diminué par rapport à l'estimation de 4 203 millions de dollars établie au moment du Budget de l'Ontario de 2004, essentiellement en raison de titres d'emprunt moindres venus à échéance, le tout étant attribuable à des obligations assorties d'options intégrées qui n'ont pas été exercées, ce qui a eu pour effet de reporter les échéances à des années futures. Il a été présumé, prudemment, que cette dette viendrait à échéance en 2004–2005.

Les emprunts publics à long terme ont été contractés principalement sur le marché intérieur canadien. La province a également réussi à émettre quatre effets à moyen terme en euros, d'un équivalent de 837 millions de dollars canadiens, et un titre international en dollars américains (équivalent de 620 millions de dollars canadiens).

Le rendement du programme d'emprunt est mesuré par l'écart entre le coût « réel » du programme d'emprunt et les coûts réels des emprunts intérieurs hypothétiques de même durée et de même ampleur appliqués également au cours de l'exercice (« repère à rythme égal »). En 2004–2005, le coût du programme d'emprunt était de 26,2 millions de dollars moindre que le repère à rythme égal, à la valeur actuelle.

Dettes et passif

La SFIÉO a pris en charge environ 38,1 milliards de dollars de dettes et autres passifs de l'ancienne Ontario Hydro lors de la restructuration du secteur ontarien de l'électricité, le 1er avril 1999. Faisait partie de cette somme une dette totale de 30,5 milliards de dollars. Au 31 mars 2005, le total des dettes et du passif de la SFIÉO a chuté à 34,2 milliards de dollars; de cette somme, l'encours de la dette total était de 27,7 milliards de dollars.

Dans le cadre de la restructuration, la SFIÉO a reçu au total 17,2 milliards de dollars en effets dus par la province, OPG, Hydro One et la SIERÉ. Déduite de la dette totale et du reste du passif, la différence d'environ 20,9 milliards de dollars représentait la « dette insurmontable », qui est définie dans la *Loi de 1998 sur l'électricité* comme le montant de la dette et des autres passifs de la SFIÉO dont le service et le remboursement ne peuvent raisonnablement être assurés dans un marché concurrentiel de l'électricité.

Le passif non provisionné de la SFIÉO est la dette insurmontable, déduction faite de l'actif supplémentaire de 1,5 milliard de dollars transféré à la SFIÉO. Le passif non provisionné de la SFIÉO correspond à l'insuffisance nette de son actif par rapport à son passif. Au départ, soit le 1er avril 1999, le passif non provisionné s'établissait à 19,4 milliards de dollars. Au 31 mars 2005, le passif non provisionné de la SFIÉO était de 20,4 milliards de dollars, soit une diminution de 0,2 milliard de dollars par rapport au 31 mars 2004.

Programme de remboursement de la dette

À titre de société remplaçante de l'ancienne Ontario Hydro, la SFIÉO s'acquitte de cette tâche au moyen des revenus et flux de trésorerie provenant des sources suivantes dans le secteur de l'électricité :

- l'encours des effets à recevoir de la Province, d'OPG et de la SIERÉ;
- les paiements en remplacement d'impôts sur les bénéfices des sociétés, d'impôts sur le capital et d'impôts fonciers faits par l'OPG, par Hydro One et par les services municipaux de distribution de l'électricité;
- la redevance de liquidation de la dette payée par les consommateurs d'électricité;
- le revenu réservé au secteur de l'électricité, à savoir la fraction du bénéfice net combiné d'OPG et de Hydro One qui dépasse les intérêts à payer par la Province pour sa participation dans ces filiales de l'industrie de l'électricité.

La Loi de 1998 sur l'électricité oblige les entités remplaçantes et les services municipaux de distribution de l'électricité à faire à la SFIÉO des paiements en remplacement d'impôts afin d'assurer le service de la dette insurmontable. Au 1er avril 1999, la valeur actualisée de ces revenus et du revenu réservé au secteur de l'électricité était estimée à 13,1 milliards de dollars, ce qui, après déduction de la dette insurmontable de 20,9 milliards de dollars, laissait un reliquat de dette insurmontable

de 7,8 milliards de dollars. La Loi prévoit également que les consommateurs, verseront une redevance de liquidation de la dette jusqu'au remboursement de ce reliquat.

Le plan à long terme continue d'appuyer les estimations selon lesquelles les obligations de la SFIÉO s'éteindront vraisemblablement de 2012 à 2020.

Pour de plus amples renseignements au sujet de la dette et des autres passifs, voir les notes 7 à 10 afférentes aux états financiers.

Gestion des risques

La SFIÉO a mis en place des politiques et procédures pour mieux gérer son exposition aux risques opérationnels, de marché et de crédit associés à ses titres d'emprunt, à ses instruments dérivés et à ses opérations liées sur les marchés de capitaux.

L'exposition de la SFIÉO aux risques de change et de taux variable est demeurée conforme aux limites prévues par les politiques de la SFIÉO en 2004-2005.

- l'exposition au taux d'intérêt variable représentait 8,5 % de la dette totale au 31 mars 2005 (limite de la SFIÉO : 20 %);
- l'exposition au risque de change s'élevait à 0,1 % de la dette totale au 31 mars 2005, en baisse de 14,5 % au 1er avril 1999 (limite de la SFIÉO : 5 %).

On trouvera dans la section intitulée « Politiques et procédures de gestion des risques » une description des politiques de gestion des risques de la SFIÉO.

Autres responsabilités de la SFIÉO

Gestion des contrats d'achat d'électricité

En 2004-2005, la SFIÉO a négocié des révisions à quatre contrats conclus avec des PPÉ afin de faciliter leur intégration dans le marché concurrentiel de l'électricité et de réduire les coûts supérieurs au prix du marché. Le nombre total de contrats passés avec les PPÉ qui ont fait l'objet d'une révision s'établit à 27. De plus, la SFIÉO a réalisé des économies de coûts de l'ordre de 1,4 million de dollars grâce à l'instauration de compressions de la valeur des contrats, de bénéfices sur les services auxiliaires et d'opérations différentielles en électricité, par lesquels la SFIÉO permet aux PPÉ de dépasser son niveau de production prévu par contrat en contrepartie d'une part du profit réalisé sur cette production excédentaire.

En vertu de l'entente de gestion des contrats, la SFIÉO donnait un avis de résiliation au gestionnaire de contrat des PPÉ afin d'abaisser les coûts et d'améliorer les gains de productivité dans les règlements de PPÉ. La SFIÉO a élaboré et mis en place les systèmes d'information nécessaires pour exécuter les fonctions précédemment prises en charge par un gestionnaire de contrat de l'extérieur.

Jusqu'au 31 décembre 2004, la SFIÉO achetait de l'électricité aux termes de contrats conclus avec des PPÉ et la vendait aux prix du marché, qui étaient inférieurs au prix coûtant. Le passif de la SFIÉO sur les contrats des PPÉ est évalué à 3 785 millions de dollars au 31 mars 2005. Des précisions à ce sujet figurent à la note 9 afférente aux états financiers.

En vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, la SFIÉO a commencé à recevoir des contribuables les prix réels des contrats d'électricité à compter du 1er janvier 2005 et ne subira plus de pertes sur ces contrats d'achat d'électricité.

Gestion du passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire

La SFIÉO prenait en charge une dette de 2 378 millions de dollars représentant le passif non provisionné que l'ancienne Ontario Hydro avait accumulé pour la cession de l'exploitation des centrales et pour la gestion des déchets nucléaires

avant le 1er avril 1999. L'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) conclue entre la Province, l'OPG et certaines de ses filiales confirme une obligation de la part de la SFIÉO de verser une somme dans le fonds distinct permettant de se décharger du passif découlant de la production d'énergie nucléaire. Ce passif est déclaré dans les états financiers de la SFIÉO sous le passif de l'ancienne Ontario Hydro.

Le 24 juillet 2003, la SFIÉO a versé 1,2 milliard de dollars et a exécuté par écrit l'engagement de payer (l'engagement) environ 1,9 milliard au fonds distinct pour le déclassement des produits nucléaires afin de respecter son obligation aux termes de l'ONFA. L'engagement porte intérêt au taux de 3,25 % auquel s'ajoute le changement dans l'Indice des prix à la consommation de l'Ontario. La SFIÉO a fait un paiement supplémentaire de 600 millions de dollars le 31 mars 2005, pour porter le total provisionné à 1,8 milliard de dollars, ce qui laisse un engagement résiduel de 1,4 milliard de dollars. La SFIÉO entend financer le solde de l'engagement au plus tard à la fin de l'exercice 2006–2007.

Perspectives pour 2005–2006

Les activités de la SFIÉO en 2005–2006 seront centrées sur les objectifs suivants :

Gérer ses portefeuilles de créances et d'instruments dérivés, les risques financiers et autres passifs, y compris la dette de l'ancienne Ontario Hydro.

L'OOF comblera les besoins à long terme d'emprunt public de la SFIÉO pour 2005–2006, de l'ordre de 2,5 milliards de dollars, de manière prudente et solide, et gérera son portefeuille de titres d'emprunt en respectant les limites à sa politique d'exposition revues et établies par le conseil d'administration. La SFIÉO procédera aux paiements pour se libérer de l'engagement en matière de passif découlant de la production d'énergie nucléaire associée à la réorganisation financière de l'ancienne Ontario Hydro en effectuant des paiements lorsque surviennent des possibilités d'emprunt économiques sur les marchés des capitaux publics.

Gérer l'administration des contrats actuels de producteurs privés d'électricité dans l'environnement du nouveau marché.

La SFIÉO atténuera les coûts pour les contribuables en ayant recours à des arrangements comme des opérations sur électricité d'appoint. La SFIÉO gérera de manière efficace les contrats de PPÉ et continuera à négocier des révisions aux autres contrats de PPÉ afin d'en assurer la conformité avec l'évolution du secteur de l'électricité.

Recevoir tous les paiements et administrer tous les actifs, passifs, droits et obligations de la société qui n'ont pas été cédés à une autre des sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro et disposer de l'un ou l'autre de ces articles selon ce qu'elle juge adéquat ou ce que décide le ministre des Finances.

La SFIÉO continuera de valider les demandes des sociétés de distribution locales et des détaillants d'électricité du FPCAPÉ et d'en assurer l'exactitude dans le cas des demandes remontant au 31 décembre 2004 et transférera l'excédent du FPCAPÉ pour soutenir le plan d'établissement des prix provisoires pour l'OEO, et versera l'excédent restant aux consommateurs.

Fournir de l'aide financière aux sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro.

Au besoin, la SFIÉO contribuera à satisfaire aux exigences en matière de flux de trésorerie des sociétés remplaçantes d'Ontario Hydro.

S'acquitter de tâches supplémentaires précisées par le lieutenant-gouverneur en conseil.

La SFIÉO continuera à appuyer la mise en œuvre des décisions de principe du gouvernement dans le domaine de l'électricité, comme celle qui consiste à assurer le financement provisoire de l'Office de l'électricité de l'Ontario et à participer à une proposition conjointe présentée au gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador pour exploiter des centrales de production hydroélectrique dans le cours inférieur du fleuve Churchill au Labrador.

États financiers

Responsabilité relative à la présentation de l'information financière

Rapport du vérificateur

Bilan

État des revenus, des dépenses et du passif non provisionné

État des flux de trésorerie

Notes afférentes aux états financiers

Responsabilité relative à la présentation de l'information financière

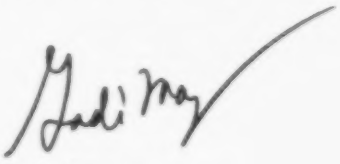
Les états financiers ci-joints de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario ont été dressés selon les principes comptables recommandés aux administrations publiques par l'Institut Canadien des Comptables Agréés et sont la responsabilité de la direction. La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations fondées sur les meilleurs jugements de la direction, particulièrement lorsque l'issue d'opérations courantes ne peut être déterminée avec certitude avant des exercices ultérieurs. Les états financiers ont été dressés correctement compte tenu de l'importance relative et à la lumière des renseignements disponibles le 6 mai 2005.

La direction maintient un système de contrôles internes conçus pour fournir l'assurance raisonnable que l'actif est protégé et qu'une information financière fiable est disponible en temps opportun. Le système comprend des politiques et des procédés formels ainsi qu'une structure organisationnelle prévoyant la délégation appropriée des pouvoirs et la séparation adéquate des responsabilités. Les Services de vérification interne du ministère des Finances évaluent de manière continue l'efficacité de ces contrôles internes et présentent leurs conclusions à la direction ainsi qu'au comité de vérification du conseil d'administration.

Il incombe au conseil d'administration, par l'intermédiaire du comité de vérification, de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité de vérification rencontre périodiquement la direction, les vérificateurs internes et le vérificateur externe pour étudier les questions soulevées par ces derniers et pour passer en revue les états financiers avant d'en recommander l'approbation au conseil d'administration.

Les états financiers ont été vérifiés par le vérificateur général de l'Ontario. Sa responsabilité consiste à exprimer une opinion à savoir si les états financiers donnent une image fidèle de la situation selon les principes comptables recommandés aux administrations publiques par l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Dans son rapport présenté à la page suivante, le vérificateur précise l'étendue de son examen et exprime son opinion.

Au nom de la direction,



Gadi Mayman

Vice-président et chef de la direction (par intérim)

Office of the
Auditor General
of Ontario

Bureau du
vérificateur général
de l'Ontario

Box 105, 15th Floor, 20 Dundas Street West, Toronto, Ontario M5G 2C2
B.P. 105, 15e étage, 20, rue Dundas ouest, Toronto (Ontario) M5G 2C2
(416) 327-2381 Fax: (416) 327-9862

Rapport du vérificateur

À la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario
et au ministre des Finances

J'ai vérifié la situation financière de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario au 31 mars 2005 et les états des revenus, des dépenses, du passif non provisionné et des flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Ma responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en me fondant sur ma vérification.

Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À mon avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 mars 2005 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables recommandés aux administrations publiques par l'Institut Canadien des Comptables Agréés.

Toronto (Ontario)
6 mai 2005

J.R. McCarter, CA
Vérificateur général

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

Bilan
au 31 mars 2005
(en millions de dollars)

	2005	2004
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et quasi-espèces (note 4)	138 $	8 $
Débiteurs	523	355
Intérêts à recevoir	10	12
Tranche à court terme des effets à recevoir (note 6)	300	250
	971	625
Paiements en remplacement d'impôts à recevoir (note 11)	92	248
Sommes à recouvrer de la Province de l'Ontario (notes 5, 11)	351	351
Effets à recevoir et prêts en cours (note 6)	12 074	12 080
Frais d'emprunt reportés	360	451
	13 848 $	13 755 $
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs	302 $	250 $
Dû aux consommateurs d'électricité (note 12)	528	-
Intérêts à payer	536	563
Effets à payer à court terme (note 7)	1146	1 177
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 7)	1 556	3 945
	4 068	5 935
Dette à long terme (note 7)	24 948	22 433
Contrats d'achat d'électricité (note 9)	3 785	4 021
Passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire (note 10)	1 410	1 916
	34 211	34 305
Éventualités et garanties (note 14)		
PASSIF NON PROVISIONNÉ (notes 1, 3, 11)	(20 363)	(20 550)
	13 848 $	13 755 $

Au nom du conseil d'administration :

Colin Andersen
Président

Gadi Mayman
Vice-président (par intérim)

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers.

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

État des revenus, des dépenses et du passif non provisionné
Pour l'exercice terminé le 31 mars 2005
(en millions de dollars)

	2005	2004
REVENUS		
Redevance de liquidation de la dette (notes 1, 11)	997 $	1 000 $
Paiements en remplacement d'impôts (notes 1, 11)	511	627
Intérêts	741	771
Ventes d'électricité (note 9)	610	510
Réduction nette des CAÉ (note 9)	236	104
Recouvrement des dépenses d'années antérieures - FPCAPÉ (note 12)	20	-
Autres	10	10
Total des revenus	3 125	3 022
DÉPENSES		
Intérêts - Dette à court terme	48	78
- Dette à long terme	1 737	1 812
Intérêts sur le passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire (note 10)	93	142
Amortissement des frais d'emprunt reportés	69	91
Fonds de prot. des consomm. contre les augment. de prix d'élect. (note 12)	-	253
Achats d'électricité (note 9)	840	797
Approvisionnement temporaire en électricité (note 13)	-	70
Frais de garantie d'emprunt	138	134
Exploitation	13	12
Total des dépenses	2 938	3 389
Excédent (insuffisance) des revenus sur les dépenses	187	(367)
Passif non provisionné, au début de l'exercice	20 550	20 183
Passif non provisionné, à la fin de l'exercice	20 363 $	20 550 $

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers.

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario

État des flux de trésorerie
Pour l'exercice terminé le 31 mars 2005
(en millions de dollars)

	2005	2004
FLUX DE TRÉSORERIE AFFECTÉS À L'EXPLOITATION		
Excédent (insuffisance) des revenus sur les dépenses	187 $	(367) $
Rajustements		
Réduction nette des CAÉ (note 9)	(236)	(104)
Intérêts sur le passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire (note 10)	93	142
Amortissement des frais d'emprunt reportés	69	91
Paiements en remplacement d'impôts à recevoir	156	(30)
Autres éléments	198	(163)
Flux de trésorerie fournis (requis) par l'exploitation	467	(431)
FLUX DE TRÉSORERIE PROVENANT DU FINANCEMENT		
Émission de dette à long terme	3 741	5 490
Moins remboursement de dette à long terme	3 498	2 279
Émission (remboursement) de dette à long terme, montant net	243	3 211
Émission (remboursement) de dette à court terme, montant net	(31)	(2 236)
Paiement à valoir sur le passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire (note 10)	(600)	(1 200)
Remboursement d'effets à recevoir	51	661
Flux de trésorerie provenant du (requis par le) financement	(337)	436
Augmentation de l'encaisse et des quasi-espèces	130	5
Encaisse et quasi-espèces, au début de l'exercice	8	3
Encaisse et quasi-espèces, à la fin de l'exercice	138 $	8 $
Intérêts payés durant l'exercice et inclus dans l'excédent (l'insuffisance) des revenus sur les dépenses	1 812 $	1 883 $

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers.

Notes afférentes aux états financiers

1) Réforme du secteur de l'électricité

Le 1er avril 1999, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Ontario Hydro a été prorogée en tant que société sans capital-actions sous le nom de Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO). Cette dernière est exonérée des impôts fédéral et provincial en vertu de l'alinéa 149(1)*d*) de *la Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). La SFIÉO est une société d'État créée pour gérer la dette et administrer les actifs, les passifs, les droits et les obligations d'Ontario Hydro qui n'ont pas été transférés à d'autres sociétés remplaçantes, lesquelles comprennent :

- Ontario Power Generation Inc. (OPG), qui est une société de production d'électricité;
- Hydro One Inc. (Hydro One), qui est une société réglementée de transmission et de distribution d'électricité;
- la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ), qui coordonne le système indépendant centralisé et réglementé et qui est chargée de diriger les opérations du système et d'exploiter le marché de l'électricité;
- l'Office de la sécurité des installations électriques (OSIÉ), qui exerce la fonction de réglementation en matière d'inspection des installations électriques.

Le 1er avril 1999, les unités fonctionnelles, y compris les actifs, les passifs, les employés, les droits et les obligations de l'ancienne Ontario Hydro, ont été transférées à l'OPG et à Hydro One (ainsi qu'à leurs filiales) et à la SIERÉ en contrepartie, respectivement, de 8,5 milliards de dollars, de 8,6 milliards de dollars et de 78 millions de dollars sous forme de titres de créance remboursables à la SFIÉO. À la même date, la Province a échangé ses participations de 5 126 millions de dollars dans l'OPG et de 3 759 millions de dollars dans Hydro One contre des titres de créance remboursables à la SFIÉO.

La dette, le passif et les frais de financement connexes de la SFIÉO seront remboursés par prélèvement sur les intérêts sur les effets à recevoir de la Province et des sociétés remplaçantes et, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, sur le revenu réservé au secteur de l'électricité reçu sous forme de paiements en remplacement d'impôts sur les bénéfices, d'impôts fonciers et d'impôts sur le capital et provenant des sociétés remplaçantes et des services municipaux de distribution de l'électricité. La redevance de liquidation de la dette (RLD), qui est versée par les consommateurs d'électricité au taux de 0,7 cents le kWh pour la plupart des consommateurs de l'Ontario, sert au remboursement du reliquat de la dette. L'Office ontarien de financement, organisme de la Province chargé d'emprunter et d'investir l'argent de la Province et des autres organismes publics, offre à la SFIÉO des services de gestion quotidienne.

Le 9 décembre 2004 a été adoptée la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, ce qui a été à l'origine d'un secteur de l'électricité entièrement réglementé et concurrentiel constitué de divers producteurs recevant des prix fixés au moyen de divers mécanismes. L'électricité produite par des centrales de production d'énergie nucléaire et par des centrales de production d'hydroélectricité de base d'OPG fait l'objet de prix réglementés et l'électricité qui provient de ces producteurs qui ont conclu des contrats existants ou de nouveaux contrats fait l'objet de prix établis en vertu de ces contrats. Les consommateurs versent un amalgame de ces coûts, y compris les répercussions des prix réglementés sur les usines régies par l'OPG, les coûts totaux de production établis par les contrats actuels et nouveaux et les prix du marché pour les autres installations de production. La Loi a également constitué l'Office de l'électricité de l'Ontario chargé de s'assurer d'un approvisionnement adéquat à long terme en électricité.

2) Sommaire des principales conventions comptables

Méthode comptable

Puisque la SFIÉO est un organisme gouvernemental, les présents états financiers ont été dressés selon les recommandations du Conseil sur la comptabilité dans le secteur public (CCSP) de l'Institut Canadien des Comptables Agréés.

Incertitude de mesure

Une incertitude de mesure peut influer sur la constatation d'un élément dans les états financiers. Une telle incertitude existe lorsqu'il est raisonnable de croire qu'il pourrait y avoir un écart important entre le montant qui a été constaté et une autre

valeur possible, comme dans le cas de l'utilisation d'estimations. Dans les présents états financiers, une incertitude de mesure concerne l'évaluation des CAÉ et la date prévue d'extinction des obligations de la SFIÉO. Les estimations sont fondées sur la meilleure information disponible au moment de l'établissement des états financiers et feront l'objet d'un rajustement annuel suivant la collecte de nouveaux renseignements.

Frais d'emprunt reportés

Les frais d'emprunt reportés comprennent les montants non amortis des gains et pertes de change non réalisés découlant de la conversion de la dette à long terme libellée en devises et les escomptes, primes ou commissions payables à l'émission ou au remboursement avant l'échéance des titres d'emprunt. Ces frais sont amortis en fonction de l'échéance de la dette sous-jacente.

Constatation des revenus

Les revenus sont constatés pendant l'exercice au cours duquel ils sont gagnés.

Conversion des devises

La dette comprend les obligations, effets et débentures à court, moyen et long termes. La dette libellée en devises et couverte est convertie en dollars canadiens aux taux de change établis aux termes des contrats de couverture. La dette libellée en devises non couverte, les passifs et les actifs sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Les gains et pertes de change sont reportés et amortis sur la durée résiduelle des éléments connexes.

Contrats d'achat d'électricité

Le passif au titre des contrats d'achat d'électricité était initialement calculé en actualisant les pertes estimatives réparties sur la durée des contrats. En vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, la SFIÉO a commencé à recevoir les prix réels des contrats d'électricité de la part des contribuables, le tout prenant effet le 1er janvier 2005, et ne subira plus de pertes sur ces contrats d'achat d'électricité. L'élimination effective de ce passif surviendra pendant la durée d'application résiduelle des contrats, dont la plupart prendront fin d'ici 12 ans.

Le coût de l'électricité en vertu des nouveaux contrats d'approvisionnement en énergie renouvelable annoncé en novembre 2004 et les revenus provenant de la revente de cette électricité dans le marché seront enregistrés comme électricité produite et revendue en vertu des contrats.

3) Continuité de l'exploitation

Pour financer sa dette échue et pour couvrir toute insuffisance de liquidités, la SFIÉO dépend d'emprunts faits par la Province. Elle dépend aussi du plan à long terme d'extinction du passif non provisionné adopté par le gouvernement et décrit à la note 11.

4) Encaisse et quasi-espèces

L'encaisse et les quasi-espèces comprennent les dépôts en espèces et les placements très liquides dont l'échéance est inférieure à trois mois. Ils sont comptabilisés à leur prix coûtant, lequel se rapproche de leur valeur marchande.

5) Sommes à recouvrer de la Province de l'Ontario

La Province s'est engagée à remettre à la SFIÉO la fraction du bénéfice net combiné d'OPG et de Hydro One qui dépasse les intérêts à payer par la Province pour sa participation dans ses filiales de l'industrie de l'électricité. Pour l'exercice terminé le 31 mars 2005, le bénéfice des filiales n'a pas dépassé le coût de financement des investissements de la Province. Par conséquent, aucun transfert au titre du revenu réservé au secteur de l'électricité n'a été constaté (néant en mars 2004).

6) Effets à recevoir et prêts en cours

($ millions)

	Échéance	Taux d'intérêt	Versement	31 mars 2005	31 mars 2004
Province de l'Ontario	2039 - 2041	5,85	Mensuel	8 885 $	8 885 $
OPG	2006 - 2011	5,44 à 6,65	Bisannuel	3 295	3 200
SIERÉ	2009	7,90	Bisannuel	78	78
				12 258	12 163
Moins la tranche à court terme des effets à recevoir				300	250
				11 958	11 913
Plus les prêts en cours aux producteurs privés d'électricité (PPÉ) (note 9)				116	167
				12 074 $	**12 080 $**

La SFIÉO a convenu avec l'OPG et la SIERÉ de ne pas céder les effets dus par ces sociétés remplaçantes sans leur autorisation préalable.

En 2002, la SFIÉO avait par ailleurs convenu avec l'OPG de reporter jusqu'en décembre 2004 des remboursements de principal totalisant 200 millions de dollars qui devaient être effectués initialement en mars et en septembre 2002. Ces remboursements ont à nouveau été reportés, cette fois à décembre 2006. En outre, la SFIÉO a convenu avec l'OPG de reporter à la nouvelle période comprise entre mars 2005 et septembre 2006 des remboursements de principal totalisant 500 millions de dollars qui devaient être effectués initialement entre mars 2003 et septembre 2004.

En janvier 2005, la SFIÉO a convenu avec l'OPG de reporter de nouveau des remboursements de principal atteignant 200 millions de dollars et exigibles en mars 2005 à mars 2010 et de reporter à septembre 2010 des remboursements de principal de 300 millions de dollars exigibles en septembre 2005. De plus, l'OPG a émis un billet portant intérêt d'une valeur de 95 millions de dollars venant à échéance en mars 2010 plutôt qu'un paiement d'intérêt payable à la SFIÉO en mars 2005.

En ce qui concerne l'exercice 2005–2006, la SFIÉO a convenu d'accepter un billet portant intérêt d'OPG d'une valeur de 98 millions de dollars venant à échéance en 2010 plutôt qu'un paiement d'intérêts exigible par l'OPG en septembre 2005. En outre, comme le décrit une entente en date du 28 avril 2005 conclue entre l'OPG et la SFIÉO, cette dernière a convenu de fournir jusqu'à 600 millions de dollars à l'OPG au cours de la période prenant fin le 31 mars 2006. Le 29 avril 2005, la SFIÉO a avancé 400 millions de dollars à l'OPG aux termes de l'entente. Cette avance et toute autre avance en vertu de l'entente seront inscrites au fur et à mesure dans les comptes de la SFIÉO.

Voici un résumé par année d'échéance de la dette d'OPG envers la SFIÉO :

(en millions de dollars)

Exercice	Montant
2005-2006	300 $
2006-2007	700
2007-2008	400
2008-2-09	375
2009-2010	707
2010-2011	625
2011-2012	188
Total	**3 295 $**

7) Dette

Le tableau suivant présente l'encours de la dette au 31 mars 2005, par échéance et par devise, exprimé en dollars canadiens.

(En millions de dollars) Devise	Dollar canadien	Dollar américain	Autre devise	Total 2005	Total 2004
Échéance :					
1 an	2 211	491	—	2 702	5 122
2 ans	2 285	829	—	3 114	1 556
3 ans	528	1 385	—	1 913	2 813
4 ans	3 496	388	—	3 884	1 581
5 ans	1 629	—	140	1 769	3 483
1-5 ans	10 149	3 093	140	13 382	14 555
6-10 ans	5 548	1 615	307	7 470	5 708
11-15 ans	484	—	—	484	648
16-20 ans	3 273	—	—	3 273	3 678
21-25 ans	2 191	—	—	2 191	2 116
26-50 ans	850	—	—	850	850
Total	**22 495 $**	**4 708 $**	**447 $**	**27 650 $**	**27 555 $**

Le taux d'intérêt effectif du portefeuille d'endettement était de 6,52 % (6,54 % en mars 2004), compte tenu de l'incidence des instruments dérivés servant à la gestion du risque de taux. L'échéance la plus longue est le 17 octobre 2031. La dette totale libellée en devises au 31 mars 2005 était de 5,2 milliards de dollars (4,5 milliards de dollars en mars 2004), couverte à 100 % en dollars canadiens (100 %, soit 4,5 milliards de dollars, en mars 2004). Les obligations et les effets à payer qui sont détenus par la Province ou dont le capital et les intérêts sont garantis par celle-ci sont présentés dans le tableau suivant :

	31 mars 005			31 mars 2004		
(En millions de $)	Détenus par la Province	Garantis par la Province	**Total**	Détenus par la Province	Garantis par la Province	**Total**
Titres à court terme	1 146	—	1 146	1 177	—	1 177
Tranche à court terme des titres à long terme	1 056	500	1 556	3 697	248	3 945
Titres à long terme	14 608	10 340	24 948	11 520	10 913	22 433
	16 810 $	10 840 $	27 650 $	16 394 $	11 161 $	27 555 $

La juste valeur de la dette émise se rapproche des montants selon lesquels les titres d'emprunt pourraient être échangés dans le cadre d'une opération courante entre des parties consentantes. Pour évaluer la dette de la SFIÉO, la juste valeur est estimée à l'aide de la valeur actualisée des flux de trésorerie et d'autres techniques et elle est comparée aux valeurs boursières, le cas échéant. Ces estimations sont touchées par les hypothèses formulées à l'égard des taux d'actualisation de même que du montant et du calendrier des flux monétaires futurs.

Au 31 mars 2005, la juste valeur estimative de la dette de la SFIÉO s'élevait à 31,6 milliards de dollars (32,2 milliards de dollars en mars 2004). Elle était supérieure à la valeur comptable de 27,7 milliards de dollars (27,6 milliards de dollars en mars 2004), étant donné que les taux d'intérêt courants étaient généralement inférieurs à ceux qui étaient en vigueur au moment de l'émission, de même qu'en raison des fluctuations des taux de change. La juste valeur de la dette ne reflète pas l'incidence des instruments dérivés connexes.

8) Gestion des risques et instruments dérivés

La SFIÉO applique différentes stratégies de gestion des risques et observe des limites très sévères afin d'assurer une gestion prudente et économique des risques auxquels ses activités l'exposent. Diverses stratégies sont mises en œuvre, y compris le recours à des instruments dérivés. Les instruments dérivés sont des contrats financiers dont la valeur découle de l'actif sous-jacent. La SFIÉO utilise de tels instruments pour couvrir et réduire au minimum le risque de taux. Les opérations de couverture prennent généralement la forme de swaps, soit des contrats aux termes desquels la SFIÉO convient avec une autre partie d'échanger, pendant une période déterminée, des flux de trésorerie fondés sur un ou plusieurs montants théoriques. La SFIÉO peut ainsi compenser ses passifs existants et les convertir efficacement en obligations assorties de caractéristiques plus intéressantes. Elle utilise également d'autres instruments dérivés comme les contrats de change à terme, les contrats de garantie de taux d'intérêt, les contrats à terme normalisés et les options.

Le risque de change découle du fait que les paiements de capital et d'intérêts sur des titres de créance en devises ainsi que les montants des opérations en devises varient en dollars canadiens en raison des fluctuations des taux de change. Afin de gérer le risque de change, la SFIÉO utilise des instruments dérivés pour convertir les flux de trésorerie libellés en devises en flux libellés en dollars canadiens. Aux termes de la politique en vigueur, les paiements de capital sur des titres de créance en devises et les montants des opérations en devises, non couverts, ne peuvent dépasser 5 % du total de la dette. Au 31 mars 2005, une tranche de 0,1 % de ces paiements et montants sur la dette totale (0,1 % en mars 2004) était dépourvue de couverture.

Le risque de taux variable auquel est exposée la SFIÉO découle de l'évolution des taux à court terme. La SFIÉO réduit son risque de taux en utilisant des instruments dérivés pour convertir les paiements assortis de taux d'intérêt variables en paiements assortis de taux fixes. Aux termes de la politique en vigueur, le risque de taux non couvert, déduction faite des liquidités, ne peut dépasser 20 % du total de la dette. Au 31 mars 2005, la dette à taux variable de la SFIÉO représentait 8,5 % de sa dette totale (8,0 % en mars 2004).

Le risque d'illiquidité est le risque que la SFIÉO ne soit pas en mesure de rembourser sa dette à court terme actuelle. Conformément aux explications de la note 3, la SFIÉO s'en remet à la Province pour emprunter et remployer les fonds requis pour refinancer la dette échue et couvrir toute insuffisance.

Le tableau qui suit renferme les dates d'échéance des instruments dérivés de la SFIÉO, par type, en cours au 31 mars 2005, en fonction du montant théorique des contrats. Les montants théoriques représentent le volume des contrats en cours; ils ne sont indicatifs ni des risques de crédit ou de marché, ni des flux de trésorerie réels.

Montants théoriques du portefeuille d'instruments dérivés (en millions de dollars)
Au 31 mars 2005

Exercice d'échéance	2006	2007	2008	2009	2010	6-10 ans	Plus de 10 ans	TOTAL 2005	2004
Swaps de devises	425	829	868	387	517	1 287	-	4 313	3 357
Swaps de taux d'intérêt	1 429	2 282	1 200	988	1 241	3 138	1 404	11 682	8 348
Contrats de change à terme	1 395	-	-	-	-	-	-	1 395	1 578
Autre[1]	62	111	-	-	-	-	-	173	112
Total	**3 311 $**	**3 222**	**2 068**	**1 375**	**1 758**	**4 425**	**1 404**	**17 563 $**	**13 395 $**

[1] Comprend les options et les contrats à terme normalisés.

Le recours à des instruments dérivés entraîne un risque de crédit découlant du défaut éventuel par l'une des parties de remplir ses obligations aux termes des contrats, dans les cas où la SFIÉO a des gains non réalisés. Le tableau ci-après présente le risque de crédit lié au portefeuille d'instruments dérivés, mesuré selon la valeur de remplacement des instruments dérivés au 31 mars 2005.

Risque de crédit (en millions de dollars)	31 mars 2005	31 mars 2004
Risque de crédit brut[1]	6 797	5 398
Moins compensation[2]	(7 177)	(5 787)
Risque de crédit net[3]	(380) $	(389) $

Notes :

(1) Le risque de crédit brut concerne notamment les swaps, les options, les contrats à terme normalisés, les contrats de garantie de taux d'intérêt et les contrats de change à terme.

(2) Les contrats n'ont pas une date de règlement coïncidente. Cependant, les contrats cadres prévoient la compensation à la liquidation.

(3) Le risque de contrepartie positif (au sens où les contreparties avaient une dette envers la SFIÉO) s'établissait à 22 millions de dollars (130 millions de dollars en mars 2004) et le risque de contrepartie négatif (au sens où la SFIÉO avait une dette envers les contreparties), à 402 millions de dollars (519 millions de dollars en mars 2004), soit un risque de crédit net total de 380 millions de dollars (389 millions de dollars en mars 2004).

Le risque de crédit brut représente la perte que subirait la SFIÉO si toutes ses contreparties faisaient défaut au même moment et qu'aucune compensation du risque négatif n'était permise. La SFIÉO gère son risque de crédit lié aux instruments dérivés en concluant des contrats (contrats cadres) avec la quasi-totalité de ses contreparties, ce qui lui permet de régler les instruments dérivés sur la base de solde net en cas de défaut d'une contrepartie. Le risque de crédit net tient compte de l'effet d'atténuation de ces accords de compensation.

La SFIÉO gère son risque de crédit en s'assurant régulièrement de suivre les limites de crédit et en traitant avec des contreparties qui ont une bonne cote de crédit. Au 31 mars 2005, la plus importante concentration de risques de crédit de la SFIÉO était associée à une contrepartie dont la cote était de « A + », soit plus de 10 % du risque de crédit net. Si la SFIÉO devait remplacer tous ses contrats de swaps avec cette contrepartie, il lui en coûterait 20 millions de dollars (60 millions de dollars en 2004).

9) Contrats d'achat d'électricité

Des contrats d'achat d'électricité (CAÉ) et des accords de prêt connexes ont été conclus entre Ontario Hydro et les producteurs privés d'électricité (PPÉ) de l'Ontario. À titre de société remplaçante d'Ontario Hydro, la SFIÉO est devenue la contrepartie à ces contrats. Les contrats, qui viennent à échéance à diverses dates d'ici l'an 2048, prévoyaient l'achat d'électricité à des prix qui devaient être supérieurs à celui du marché. Par conséquent, le passif au titre des PPÉ a été inscrit à 4 286 millions de dollars selon la méthode de la valeur actualisée des flux de trésorerie (VAFT) depuis que la SFIÉO a remplacé Ontario Hydro le 1er avril 1999. Depuis l'ouverture du marché de l'électricité en mai 2002, cette électricité a été revendue au prix coûtant au réseau géré par l'OPG. Après l'ouverture du marché, la SFIÉO a subi des pertes annuelles au titre de l'électricité achetée des PPÉ. Le modèle de la VAFT a été mis à jour au 31 mars 2003, de sorte que le passif estimatif a diminué de 422 millions de dollars pour atteindre 3 745 millions de dollars. Ce changement par rapport à 2002–2003 sera amorti sur 10 ans.

En vertu des réformes législatives apportées au marché de l'électricité, depuis le 1er janvier 2005, la SFIÉO a commencé à recevoir les prix des contrats réels des consommateurs d'électricité pour l'électricité vendue aux termes des contrats d'achat d'électricité (CAÉ) actuels conclus avec des producteurs privés d'électricité (PPÉ) et elle ne subira plus de pertes sur ces contrats. L'élimination effective de ce passif se produira au cours de la durée non écoulée des contrats, dont la plupart prendront fin d'ici 12 ans.

Au cours de l'exercice, la SFIÉO a acheté 840 millions de dollars d'électricité (797 millions de dollars en mars 2004) et a vendu cette électricité à 610 millions de dollars (510 millions de dollars en mars 2004). Les prêts des PPÉ ont diminué de 51 millions de dollars au cours de l'exercice pour atteindre 116 millions de dollars (167 millions de dollars

en mars 2004), essentiellement en raison des remboursements de principal.

État du passif au titre des CAÉ (en millions de dollars)
Au 31 mars 2005

	2005	2004
Passif au début de l'exercice	3 683 $	3 745 $
Frais d'intérêt pour l'exercice*	163	221
Moins la perte estimative en cours d'exercice	(357)	(283)
Total partiel	3 489	3 683
Plus : Frais de réévaluation non amortis		
Réévaluation brute	422	422
Amortissement cumulé	(126)	(84)
	296	338
	3 785 $	**4 021 $**

* À compter du 1er janvier 2005, l'intérêt n'est plus ajouté au passif.

Au cours de l'année, le ministère de l'Énergie a produit une demande de propositions en vue de fournir un approvisionnement de 300 MW de nouvelle énergie renouvelable. La SFIÉO a conclu des contrats portant sur 395 MW aux termes de la DDP. En vertu des contrats, la SFIÉO possède le droit unilatéral de céder les contrats à l'Office de l'électricité de l'Ontario (OÉO). La responsabilité de ces contrats n'avait pas encore été transférée en date du 31 mars 2005. Le coût de l'électricité achetée en vertu de ces contrats et les revenus tirés de la revente de cette électricité dans le marché seront enregistrés au fur et à mesure que l'électricité est produite et revendue en vertu des contrats.

10) Passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire

En tant que société remplaçante d'Ontario Hydro, la SFIÉO a pris en charge un passif de 2 378 millions de dollars lié aux montants engagés avant le 1er avril 1999 pour la gestion des déchets nucléaires et la restauration des lieux. En mars 2002, la Province et l'OPG ont conclu l'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) afin de mettre sur pied, de financer et de gérer des fonds distincts pour disposer des sommes nécessaires au règlement des frais de gestion des déchets nucléaires et à la cessation de l'exploitation des centrales.

Le conseil d'administration de la SFIÉO a approuvé le financement, pour une période de quatre ans, du fonds d'intendance de la cessation de l'exploitation des centrales qu'OPG a établi, ce qui règle ainsi le passif découlant du financement de la production d'énergie nucléaire. La SFIÉO a versé, le 24 juillet 2003, une somme de 1 200 millions de dollars à valoir sur ce passif, de même qu'une somme de 600 millions de dollars le 31 mars 2005.

Le taux d'intérêt correspond à l'indice des prix à la consommation de l'Ontario plus 3,25 % conformément à l'ONFA, dont les modalités ont été arrêtées définitivement le 24 juillet 2003. Un engagement de payer 1 410 millions de dollars au 31 mars 2005 (1 916 millions de dollars en mars 2004) a été pris à l'égard du fonds d'intendance de la cessation de l'exploitation des centrales.

11) Passif non provisionné

Le passif non provisionné à l'ouverture, soit 19,4 milliards de dollars au 1er avril 1999, comprenait un passif de 38,1 milliards de dollars hérité d'Ontario Hydro, moins la valeur des actifs transférés à la SFIÉO le 1er avril 1999, dont 17,2 milliards de dollars en effets à recevoir et 1,5 milliard de dollars en prêts en cours et autres actifs. Aux termes de la *Loi de 1998 sur l'électricité* et conformément aux principes de la restructuration du secteur de l'électricité, le gouvernement a mis en place un plan à long terme pour rembourser la dette au sein même de ce secteur. Le plan est fondé sur les flux de

trésorerie provenant des sources suivantes au 1er avril 1999 :

des **effets à recevoir** de la Province (8,9 milliards de dollars), d'OPG (3,4 milliards de dollars), de Hydro One (4,8 milliards de dollars) et de la SIERÉ (0,1 milliard de dollars), soit 17,2 milliards de dollars au total, suivant le transfert des actifs aux sociétés remplaçantes;

des paiements en remplacement d'impôts sur les bénéfices, d'impôts fonciers et d'impôts sur le capital faits par l'OPG, Hydro One et les services municipaux de distribution de l'électricité;

une **redevance de liquidation de la dette** à verser par les abonnés en fonction de leur consommation d'électricité;

un **revenu réservé au secteur de l'électricité.** Conformément à la promesse du gouvernement de garder les revenus de l'électricité au sein même du secteur de l'électricité, la fraction du bénéfice net combiné d'OPG et de Hydro One qui dépasse les intérêts à payer par la Province pour sa participation dans ses filiales de l'industrie de l'électricité sera réservée au remboursement de la dette de la SFIÉO.

Aux termes du plan à long terme, les obligations de la SFIÉO seront probablement éteintes pendant la période comprise entre 2012 et 2020.

12) Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité

Le 11 novembre 2002, la Province a dévoilé un programme conçu pour fournir de l'électricité aux consommateurs désignés et à faible volume au tarif fixe de 4,3 cents le kWh au moins jusqu'en 2006, et ce, rétroactivement au 1er mai 2002. Les fournisseurs d'électricité continuent de toucher le prix du marché libre fixé sur le marché de la SIERÉ. Le programme était soutenu et administré par l'entremise du Fonds de protection des consommateurs contre les augmentations de prix d'électricité (FPCAPÉ) que gère la SFIÉO.

Le 18 décembre 2003, la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario (établissement du coût de l'électricité)* a été adoptée. En vertu de cette loi, le gel du prix à 4,3 cents le kWh a été supprimé en date du 1er avril 2004 et remplacé par une structure de prix plus proche du coût véritable de l'électricité, accompagnée d'importantes mesures d'incitation pour conserver l'énergie. Le régime de prix fixe à 4,3 cents le kWh a pris fin le 1er avril 2004 et a été remplacé par un régime de prix provisoire selon lequel la première tranche de 750 kWh de consommation par mois est facturée à 4,7 cents le kWh et l'excédent est facturé à 5,5 cents le kWh. Ces régimes d'établissement des prix fixés par la loi bénéficiaient de l'appui du FPCAPÉ.

Pour la période du 1er avril 2004 au 31 mars 2005, le FPCAPÉ affichait un excédent de 704 millions de dollars (coût net de 253 millions de dollars en 2004). Conformément à la *Loi de 2003 sur l'établissement du prix de l'électricité* et aux règlements afférents, la responsabilité de la gestion du FPCAPÉ a été cédée à un nouvel organisme, l'Office de l'électricité de l'Ontario, à compter du 1er janvier 2005. Par conséquent, une somme de 176 millions de dollars de l'excédent de l'exercice 2005 a été transférée à l'OEO, ce qui représente les paiements devant être effectués pour le premier trimestre de 2005. Le reste de l'excédent, soit 528 millions de dollars, figure comme passif au bilan et sera retourné aux consommateurs.

De plus, la SFIÉO a recouvré 20 millions de dollars au cours de l'exercice relativement aux dépenses du Fonds engagées avant le 1er avril 2004 à la suite de la vérification continue exécutée par la SFIÉO au titre des demandes du Fonds faites par des sociétés de distribution locale.

13) Approvisionnement temporaire en électricité

En avril 2003, la SFIÉO a reçu instruction d'entreprendre un projet visant à installer de 200 à 400 MW de production temporaire pour renflouer les réserves en électricité de l'Ontario pendant l'été et l'automne de 2003.

La SFIÉO a assuré la mise en place d'un dispositif de production alimentée au gaz naturel de 249 MW en été 2003 à un

coût de 70 millions de dollars. Comme tous les contrats s'y rapportant ont expiré le 31 décembre 2003, ce poste de dépense ne fait l'objet d'aucune dépense au cours du présent exercice.

14) Éventualités et garanties

La SFIÉO est partie prenante dans diverses poursuites judiciaires découlant de la conduite normale des affaires, dont certaines concernent l'ancienne Ontario Hydro avant la création de la SFIÉO le 1er avril 1999. Aux termes de la restructuration d'Ontario Hydro le 1er avril 1999, chaque société remplaçante (OPG, Hydro One, ESA et SIERÉ, et leurs filiales respectives) doit prendre en charge les obligations liées aux activités de l'ancienne Ontario Hydro qui lui ont été transférées. Si ces obligations restent à la charge de la SFIÉO, la société remplaçante est également tenue d'indemniser cette dernière. En ce qui concerne les poursuites judiciaires touchant les activités d'Ontario Hydro conservées par la SFIÉO, il est impossible de déterminer le résultat et le nombre de règlements de ces poursuites pour le moment. Par conséquent, aucune provision n'est incluse dans les états financiers à leur endroit. Il sera tenu compte de ces règlements, le cas échéant, dans la période au cours de laquelle ils ont lieu.

Sous réserve de franchises de 10 et de 20 millions de dollars respectivement, la SFIÉO a convenu d'indemniser Hydro One et l'OPG en cas d'opposition à la propriété d'un actif, d'un droit ou d'un élément ayant fait l'objet d'un transfert aux sociétés ou devant faire l'objet d'un transfert en date du 1er avril 1999, en cas d'inexécution d'un ordre de transfert d'un actif, d'un droit ou d'un élément et à l'égard des paiements, encaissements ou autres opérations concernant un compte de capital d'Ontario Hydro, y compris certains litiges connexes. La Province a accepté de prendre en charge tout passif éventuel découlant de ces indemnisations.

La SFIÉO a un passif éventuel au titre des garanties accordées à des tiers ayant fourni du financement à long terme à certains producteurs privés d'électricité relativement aux contrats d'achat d'électricité décrits à la note 9. Ces garanties totalisaient environ 91 millions de dollars au 31 mars 2005 (102 millions de dollars en 2004).

15) Opérations entre apparentés

Dans le cadre usuel des activités, la SFIÉO a conclu des opérations avec les apparentés suivants, dont l'identité a été divulguée dans les notes afférentes aux états financiers. Chacune des entités suivantes est comprise dans les états financiers de la Province :

a) Ontario Power Generation Inc.

b) Hydro One Inc.

c) Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité

d) Office de l'électricité de l'Ontario

e) Office ontarien de financement

Gouvernance générale

La gouvernance générale à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario comporte des mécanismes qui permettent la supervision et la gestion efficaces des activités de la SFIÉO par ses cadres supérieurs, son conseil d'administration et le ministre des Finances. Elle comprend l'identification des personnes et des groupes qui sont chargés des activités de la SFIÉO et l'énoncé précis de leurs rôles. Le cadre de gouvernance de la SFIÉO est décrit de manière exhaustive dans la politique sur la gouvernance générale de la SFIÉO qui est revue tous les ans par le conseil d'administration.

La SFIÉO est l'entité remplaçante d'Ontario Hydro et la mandataire de la Couronne. Elle est classée comme « entreprise opérationnelle » conformément à la Directive sur l'établissement et l'obligation de rendre compte des organismes du gouvernement du Secrétariat du Conseil de gestion.

Obligation de rendre compte

La structure de responsabilisation de la SFIÉO provient de sa loi habilitante, la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et d'un protocole d'entente conclu entre la SFIÉO et le ministre des Finances, ainsi que de directives produites par le Cabinet du Conseil de gestion (CCG) en ce qui a trait aux organismes de la Couronne. Ensemble, ces documents prévoient que le ministre des Finances doit rendre des comptes au Cabinet pour les activités de la SFIÉO. Le président du conseil d'administration de la SFIÉO doit quant à lui rendre des comptes au ministre sur la façon dont la SFIÉO s'acquitte de son mandat. Le conseil d'administration de la SFIÉO est nommé par le lieutenant-gouverneur en conseil à la recommandation du ministre des Finances et doit rendre des comptes au ministre, par l'intermédiaire du président, pour la supervision de la direction des activités de la SFIÉO. Le chef de la direction doit rendre compte au président du conseil de la SFIÉO de la gestion quotidienne des activités de la SFIÉO.

Rôles et responsabilités

Le ministre demeure en communication avec la SFIÉO concernant les politiques, les attentes et les nouvelles orientations gouvernementales quant à la SFIÉO. Le ministre est chargé de revoir et d'approuver le plan d'affaires annuel de la SFIÉO et de recommander le plan pour qu'il soit approuvé par le CCG tous les trois ans ou selon ce qu'exigent les directives gouvernementales.

Le président, qui est également sous-ministre des Finances, assure le leadership et la direction pour le chef de la direction et le conseil et veille à ce que la SFIÉO se conforme aux politiques et aux directives du gouvernement. Le chef de la direction est responsable des activités courantes de la SFIÉO et s'assure que les politiques et les procédures, dont celles qui portent sur la présentation d'informations financières, demeurent pertinentes et efficaces.

Le conseil d'administration est surtout formé de fonctionnaires provenant de tous les secteurs gouvernementaux pertinents, comme le ministère des Finances, l'Office ontarien de financement et le ministère de l'Énergie. Le conseil d'administration se réunit au moins une fois par trimestre et reçoit des rapports réguliers du chef de la direction et du personnel de l'OOF relativement aux activités de la SFIÉO et à sa conformité aux lois et aux politiques applicables. Le comité de vérification du conseil d'administration de la SFIÉO approuve un plan annuel de vérification interne pour la SFIÉO et demeure en rapport avec les vérificateurs internes (Division des services de vérification du CCG) et le vérificateur général en ce qui concerne les rapports et les contrôles financiers de la SFIÉO. Il revoit en outre les politiques financières et les états financiers du conseil de la SFIÉO. Les normes de conduite des membres du conseil sont énoncées dans le Code de déontologie approuvé par le conseil.

La SFIÉO n'a pas d'employés, quoique certains membres du personnel de l'OOF soient désignés comme dirigeants de la SFIÉO aux fins de la signature d'ententes et d'autres documents pour son compte. L'OOF et le personnel de la Division des revenus fiscaux du ministère des Finances exécutent les activités quotidiennes de la SFIÉO sous la supervision du chef de la direction et du conseil de la SFIÉO.

Conseil d'administration

Colin Andersen	Président et sous-ministre des Finances [Durée du mandat : mars 2004 à mars 2007]
Gadi Mayman	Vice-président et chef de la direction (par intérim) [Durée du mandat : août 2000 à juin 2002 et novembre 2003 à octobre 2005]
Brian FitzGerald	Fellow de l'Institut Canadien des Actuaires [Durée du mandat : avril 1999 à juin 2005]
James Gillis	Sous-ministre de l'Énergie [Durée du mandat : octobre 2004 à octobre 2007]
Tom Sweeting	Sous-ministre adjoint, Bureau du budget et de la fiscalité, ministère des Finances [Durée du mandat : mars 1999 à juin 2008]
Bruce Macnaughton	Directeur, Direction des politiques en matière de régimes de retraite et de sécurité du revenu, ministère des Finances [Durée du mandat : mars 1999 à juin 2008]
Robert Siddall	Président, Comité de vérification de la SFIÉO; contrôleur provincial, ministère des Finances [Durée du mandat : novembre 2002 à novembre 2005]
Karen Sadlier-Brown	Sous-ministre adjointe, Division du financement général et de l'analyse financière en matière d'électricité, Office ontarien de financement [Durée du mandat : juillet 2003 à juillet 2006]

Politiques et procédures de gestion des risques

Vue d'ensemble

Les politiques et procédures de gestion des risques visent le risque du marché des capitaux auquel est exposée la SFIÉO. Elles portent sur les risques liés au marché, au crédit et aux opérations en ce qui concerne les portefeuilles de titres d'emprunt et d'instruments dérivés de la SFIÉO ainsi que ses opérations sur le marché des capitaux.

Ces politiques s'inspirent des lignes directrices et des directives d'organismes de réglementation, comme le Bureau du surintendant des institutions financières du Canada et la Banque des règlements internationaux (BRI), et des conseils dispensés par les représentants de banques canadiennes à propos de leurs pratiques de gestion des risques.

Le conseil et les comités de gestion de la SFIÉO établissent et approuvent des politiques de gestion des risques et analysent le rendement des activités liées aux marchés de capitaux de la SFIÉO de l'OOF.

Politique de risque de marché

Le risque de marché est le risque de subir une perte financière à cause des variations des taux d'intérêt, des taux de change et de la liquidité. Cette politique constitue un cadre pour les activités d'emprunt et intègre plusieurs aspects de la gestion du risque du marché. La politique comporte plusieurs limites :

- Limite de change — La position de change non couverte de la SFIÉO est limitée à 5 % de l'encours de la dette. Les opérations de change sont limitées aux devises des pays du Groupe des Sept, au franc suisse et aux devises équivalentes (c'est-à-dire l'euro).
- Limite de taux — La limite du risque de taux de la SFIÉO, exempte de réserves liquides, correspond à 20 % de l'encours de la dette.
- Limite des pertes liées aux intérêts sur les dettes — Le total des pertes financières découlant du risque de marché et du défaut des contreparties ne doit pas dépasser la limite des pertes liées aux intérêts sur la dette précisée par le conseil d'administration. Par ailleurs, le chef de la direction établit un seuil au-delà duquel des mesures sont prises pour prévenir un dépassement des pertes de marché et de crédit. Ce seuil figure dans le plan annuel de financement, de gestion de la dette et de gestion de l'électricité.

Dans son plan annuel de financement et de gestion de la dette et de l'électricité, la SFIÉO évalue son exposition au risque de marché afin de s'assurer que sa position et ses pertes éventuelles ne dépassent pas les limites fixées. Au chapitre du risque de marché, du risque de crédit et du risque d'illiquidité, l'évaluation est faite quotidiennement.

Lorsqu'il émet de nouveaux titres d'emprunt pour le compte de la SFIÉO, l'OOF s'efforce d'obtenir un profil d'échéances régulier afin de diversifier le risque de taux pour le refinancement de la dette venue à échéance et de la dette à taux variable.

Politique de risque de crédit

Le risque de crédit est le risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses obligations financières établies par contrat. Il découle du fait que l'OOF effectue des opérations financières et des opérations sur instruments dérivés pour le compte de la SFIÉO. Dans le cas d'une entente ou opération financière, la cote de solvabilité minimale de la nouvelle contrepartie est de AA- pour les opérations de swap ou une moyenne de R1 pour les instruments du marché monétaire. Le risque qui en découle pour la contrepartie financière est plafonné par des limites d'évaluation au prix du marché, qui dépendent de la cote de solvabilité et de l'assise financière de la contrepartie.

Politique de recours aux instruments dérivés

Les instruments dérivés sont employés pour gérer le risque qui découle des titres de créance existants et prévus de manière avisée et économique conformément au plan annuel de financement et de gestion de la dette et de l'électricité. Les risques découlant du recours aux instruments dérivés sont définis, surveillés, évalués et gérés de façon prudente.

Politique de rapports sur la gestion des risques

Au cours de ses réunions trimestrielles habituelles, le conseil d'administration de la SFIÉO est tenu au courant des activités de la SFIÉO :

- Le chef de la direction de l'OOF présente au conseil d'administration de la SFIÉO un rapport d'avancement faisant le point sur l'application du plan annuel de financement et de gestion de la dette et de l'électricité, sur la dotation et sur d'autres questions touchant l'administration et l'exploitation de la SFIÉO. Il rend également compte de la manière dont la SFIÉO respecte les directives gouvernementales applicables. Le conseiller juridique de l'OOF informe le conseil d'administration de la conformité de la SFIÉO aux lois pertinentes.

- Le directeur de la Division du contrôle des risques de l'OOF fait rapport des risques et des positions du programme et des exceptions aux politiques.

En outre, des rapports quotidiens sur les risques et les positions de la SFIÉO sont fournis à la direction de l'OOF.

Politique de risque opérationnel

Le risque opérationnel est le risque de perte qui résulte de l'insuffisance ou de la défaillance de processus, d'effectifs et de systèmes internes ou d'événements externes. Chaque division de l'OOF gère le risque opérationnel au moyen d'examens et d'améliorations des mécanismes de travail, de politiques et de procédures documentées, de systèmes de traitement des données, de plans d'urgence et de programmes de dotation du personnel.

- L'OOF maintient un plan de continuité des opérations (qui couvre les opérations de la SFIÉO), mis à jour régulièrement pour faciliter le maintien des fonctions opérationnelles essentielles avec un minimum de perturbations en cas d'urgence.

Sources de renseignements supplémentaires

Sur Internet

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario	www.oefc.on.ca/french/overviewmandate_fr.html
Office ontarien de financement	www.ofina.on.ca/french/main-fr.html
Ministère des Finances	www.fin.gov.on.ca/MBS/french/index.html
[illegible]	www.energy.gov.on.ca/index-fr.html
Ontario Power Generation Inc.	www.opg.com
Hydro One Inc.	www.hydroone.com
Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité	www.ieso.com
Office de la sécurité des installations électriques	www.esainspection.net

Renseignements

Pour obtenir des renseignements généraux et d'autres exemplaires du présent rapport annuel, veuillez communiquer avec :

Relations avec les investisseurs, Office ontarien de financement

Téléphone : (416) 325-8000

Courriel : investor@oefc.on.ca

Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario
1, rue Dundas Ouest
Bureau 1400
Toronto (Ontario)
M7A 1Y7
Canada

Téléphone : (416) 325 8000

investor@oefc.on.ca
www.oefc.on.ca

© Imprimeur de la Reine pour l'Ontario
ISSN 1492-7543